JAEA-Research
2006-001

JP0650291

世界を対象とした高速増殖炉サイクルの研究開発投資効果

Cost-Benefit Analysis on FR Cycle R&D for the World

川崎 弘嗣　安松 直人*　久保田 貞衣*　塩谷 洋樹　小野 清

Hirotsugu KAWASAKI, Naoto YASUMATSU*, Sadae KUBOTA*, Hiroki SHIOTANI and Kiyoshi ONO

次世代原子力システム研究開発部門
エネルギー評価グループ

Energy Strategy Evaluation Group
Advanced Nuclear System Research and Development Directorate

February 2006

Japan Atomic Energy Agency　日本原子力研究開発機構

JAEA-Research

本レポートは日本原子力研究開発機構が不定期に刊行している研究開発報告書です。
本レポートの全部または一部を複写・複製・転載する場合は下記にお問い合わせ下さい。
〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根2-4
日本原子力研究開発機構 研究技術情報部 研究技術情報課
Tel.029-282-6387, Fax.029-282-5920

This report was issued subject to the copyright of Japan Atomic Energy Agency.
Inquiries about the copyright and reproduction should be addressed to :
Intellectual Resources Section,
Intellectual Resources Department
2-4, Shirakata-shirane, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken, 319-1195, JAPAN
Tel.029-282-6387, Fax.029-282-5920

©日本原子力研究開発機構, Japan Atomic Energy Agency, 2006

世界を対象とした高速増殖炉サイクルの研究開発投資効果

日本原子力研究開発機構次世代原子力システム研究開発部門
FBRサイクル統括ユニット
川崎　弘嗣・安松　直人*・久保田　貞衣*・塩谷　洋樹・小野　清

(2006年1月4日受理)

FBRサイクル研究開発を将来の実用化に向けて推進していくため、投資に対する便益を評価し、事業計画の妥当性を検討する一つの手段として、FBRサイクル研究開発投資効果の評価を実施した。FBRサイクルの研究開発投資効果を世界規模で評価(世界の評価ケース)するため、将来、世界のエネルギー需給シナリオにおいて原子力エネルギーが一定のシェアをもつことを前提に、そのシェアが徐々に軽水炉発電から FBR 発電に置き換わっていくことを想定した。その場合、軽水炉が FBR にリプレースされたことにより得られる効果に加え、リプレースされない軽水炉発電部分にも天然ウラン燃料価格の上昇を抑制する効果が得られる。このような経済性向上効果を将来に渡って得られる効果額として試算した。

「世界の評価ケース」のリファレンスケースとして、例えば、FBRの導入時点を2050年として軽水炉と同等の発電コストを想定した場合は、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できることにより、約44兆円の効果が期待できるという試算結果を得た。全世界のFBRサイクル研究開発費(投資額)は、今後の国際共同開発による費用分担の程度にも依存するが、総額で数兆円と見込まれている。よって、FBRサイクルを実現することにより、研究投資を上回る経済効果が期待できるという試算結果が得られた。

本研究で評価した FBR サイクル研究開発投資効果は、解析の前提条件においていくつかの仮定の下で評価された試算結果ではあるが、FBRサイクル研究開発投資の効果があることを具体的に示すことができた。

大洗研究開発センター(駐在)：〒311-1393　茨城県東茨城郡大洗町成田町4002
＊　株式会社ＮＥＳＩ

Cost-Benefit Analysis on FR Cycle R&D for the World

Hirotsugu KAWASAKI, Naoto YASUMATSU *, Sadae KUBOTA *,
Hiroki SHIOTANI and Kiyoshi ONO

FBR Cycle Synthesis Unit
Advanced Nuclear System Research and Development Directorate
Japan Atomic Energy Agency
O-arai-machi, Higashiibaraki-gun, Ibaraki-ken

(Received January 4, 2006)

The cost-benefit analysis, which evaluate benefit on investment and is often used the policy assessment of a future plan for FR cycle R&D, is performed to promote commercialized FR cycle system in the future. When it is evaluated the cost-benefit analysis on FR cycle R&D for the world scale, i.e. the analysis case for the world, it assume that the market share replaced FR power generation from light water reactor (LWR) power generation gradually on the assumption that nuclear energy will have a fixed market share on the energy supply-and-demand scenario in the future world. In addition to have the effect by having replaced LWR with FR, also into LWR power generation portion which was not replaced by FR, it has the deterrent effect on the price uptrend of natural uranium in this analysis. The economic improvement effect was estimated as the amount of effect to be provided for the future.

For example, when it was assumed year 2050 at the time of the introduction of FR and assumed the power generating cost of FR and the power generating cost of LWR to be equal as a reference case, it was obtained the provisional estimate result that the effect of about 44 trillion yen was able to be expected by being able to evade the power generating cost rise according to the rise of the price of the uranium fuel. Although global FR cycle R&D cost (i.e. investment) depends on the cost sharing by the international cooperation in the future, it is estimated to be several trillions of yen in total. Therefore, it was obtained the provisional estimate result that the economic effect more than the R&D investment for FR cycle system was able to be expected by achieving the FR cycle system.

Even though a result of the provisional estimate which was evaluated under several assumptions in the precondition of the analysis, the cost-benefit analysis on FR cycle R&D for the world was able to be shown concretely that there is investment efficiency for FR cycle R&D.

Keywords : Cost-benefit Analysis, FR Cycle, Discount Rate, Energy Supply-and-demand Scenario, Cost of Power Generation

---

* NESI Inc.

目　次

1. はじめに 1
2. FBR 研究開発投資効果の経済性評価手法 3
2.1 FBR 研究開発投資効果 3
2.1.1 FBR 導入効果 3
2.1.2 FBR 研究開発投資と FBR 研究開発投資効果 3
2.2 投資効果の経済的評価手法 4
2.3 FBR 研究開発の投資対効果評価システム 4
3. FBR 研究開発投資効果の評価項目 5
3.1 効果の範囲と内容 5
3.1.1 FBR 研究開発投資効果の範囲 5
3.1.2 FBR 研究開発投資効果の内容 6
3.1.3 FBR 研究開発投資効果の評価にあたっての考え方 7
3.2 世界の評価ケースを評価する上での現状と課題 12
3.2.1 FBR サイクル研究開発に対する世界の取り組み 12
3.2.2 投資対効果の評価ケースの試算例 12
3.2.3 世界の評価ケースの試算に必要とする主なデータ 13
4. 評価の前提条件 18
4.1 解析ケース 18
4.1.1 世界の評価ケース 18
4.1.2 日本の評価ケース 20
4.2 解析条件 22
4.3 解析条件として推定したパラメータの詳細 30
4.3.1 FBR 導入量の算定 30
4.3.2 天然ウラン価格上昇率の算定 39
4.3.3 発電コストの算定 40
5. 評価結果 45
5.1 世界の評価ケースの結果 45
5.1.1 世界の評価ケースのリファレンスケースの結果 45
5.1.2 世界の評価ケースの感度解析 48
5.2 日本の評価ケースの結果 51
5.2.1 日本の評価ケースのリファレンス結果 51
5.2.2 日本の評価ケースの感度解析 53
6. まとめ 56
謝辞 58
参考文献 59

CONTENTS

1. Introduction 1
2. Economics evaluation for cost-benefit analysis on FR cycle R&D 3
2.1 Cost-benefit analysis on FR cycle R&D 3
2.1.1 Schematic FR cycle deployment 3
2.1.2 Investment and benefit for FR cycle R&D 3
2.2 Economics evaluation method of benefits 4
2.3 Cost-benefit analysis system for FR cycle R&D 4
3. Evaluation criteria for cost-benefit analysis on FR cycle R&D 5
3.1 Benefit which should be taken into consideration and substance for cost-benefit analysis 5
3.1.1 Benefit which should be taken into consideration for cost-benefit analysis 5
3.1.2 Substance for cost-benefit analysis 6
3.1.3 Evaluation viewpoints for cost-benefit analysis 7
3.2 Present situation and issue for cost-benefit analysis of the world case 12
3.2.1 Activity in the world to FR cycle R&D 12
3.2.2 Case example of cost-benefit analysis 12
3.2.3 Main data needed for cost-benefit analysis of the world case 13
4. Analysis cases and conditions 18
4.1 Analysis cases 18
4.1.1 Analysis cases of the world scale 18
4.1.2 Analysis cases of domestic scale 20
4.2 Analysis conditions 22
4.3 Details of the parameter presumed as analysis conditions 30
4.3.1 Assumption of FR cycle deployment 30
4.3.2 Assumption of natural uranium cost rising 39
4.3.3 Assumption of power generation cost 40
5. Results of cost-benefit analysis 45
5.1 Results of cost-benefit analysis of the world case 45
5.1.1 Results of reference case for the world case 45
5.1.2 Results of sensitivity analysis for the world case 48
5.2 Results of cost-benefit analysis of domestic case 51
5.2.1 Results of reference case for domestic case 51
5.2.2 Results of sensitivity analysis for domestic case 53
6. Summary 56
Acknowledgment 58
References 59

図リスト

図 2.1-1 FBR 研究開発投資効果の評価概念図 3
図 3.1-1 FBR 研究開発の効果 5
図 3.1-2 FBR 研究開発による効果の対象範囲 11
図 3.2-1 IIASA/WEC'98 C2 ケースのシナリオ概要 15
図 3.2-2 将来の原子力エネルギー需給シナリオの比較 16
図 4.2-1 原油価格の推移 23
図 4.2-2 世界（IIASA/WEC-C2）ケースの FBR 導入規模と軽水炉導入規模 24
図 4.2-3 世界（IAEA-Low Estimate）ケースの FBR 導入規模と軽水炉導入規模 25
図 4.2-4 日本（①-b 全量再処理 FBR 移行）ケースの FBR 導入規模 25
図 4.2-5 日本（①-b 全量再処理 FBR 移行 2030 年導入開始）ケースの FBR 導入規模 26
図 4.2-6 軽水炉発電コストの推移（2050 年~2200 年） 28
図 4.2-7 FBR 発電コストの推移（日本の評価ケース） 29
図 4.3-1 FBR 導入量算定の基とした世界の原子力発電設備容量 30
図 4.3-2 IIASA/WEC-C2 ケースの FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果 34
図 4.3-3 IAEA-Low Estimate ケースの FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果 35
図 4.3-4 日本における FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果 38
図 4.3-5 IIASA/WEC-C2 ケースの天然ウラン累積需要量と生産コスト区分 39
図 4.3-6 天然ウラン累積需要量と生産コスト区分から求めた価格上昇率 40
図 4.3-7 世界の将来軽水炉発電コスト推計の手順 41
図 4.3-8 世界の FBR 発電コスト推計の手順 43
図 5.1-1 世界の評価－FBR 発電コストをパラメータとした効果の比較 45
図 5.1-2 世界の評価－ケース 1 の効果の推移 46
図 5.1-3 世界の評価－ケース 2 の効果の推移 46
図 5.1-4 世界の評価－ケース 3 の効果の推移 47
図 5.1-5 世界の評価－割引率をパラメータとした効果の比較（ケース 1） 48
図 5.1-6 世界の評価－割引率をパラメータとした効果の比較（ケース 2） 49
図 5.1-7 世界の評価－FBR 導入規模をパラメータとした効果の比較 50
図 5.2-1 日本の評価－FBR 発電コストをパラメータとした効果の比較 51
図 5.2-2 日本の評価－ケース 1 の効果の推移 51
図 5.2-3 日本の評価－ケース 2 の効果の推移 52
図 5.2-4 日本の評価－ケース 3 の効果の推移 52
図 5.2-5 日本の評価－割引率をパラメータとした効果の比較（ケース 1） 53
図 5.2-6 日本の評価－割引率をパラメータとした効果の比較（ケース 2） 54
図 5.2-7 日本の評価－FBR 導入時期をパラメータとした効果の比較 55

表リスト

表 3.1.1　世界の評価ケースにおける効果の基本的考え方 8
表 3.1.2　日本の評価ケースにおける効果の基本的考え方 9
表 3.1.3　FBR 研究開発による効果の範囲と内容 10
表 3.2.1　投資対効果の評価例 13
表 3.2.2　主な世界エネルギー需給シナリオ 14
表 4.1.1　世界の評価のリファレンス解析ケース 19
表 4.1.2　世界の評価の感度解析ケース 19
表 4.1.3　日本の評価のリファレンス解析ケース 20
表 4.1.4　日本の評価の感度解析ケース 21
表 4.2.1　主要なパラメータの設定 22
表 4.2.2　過去３回のエネルギーショック時における燃料価格の変化 24
表 4.2.3　設備利用率 26
表 4.2.4　天然ウラン価格上昇率（2050 年時点） 27
表 4.2.5　将来軽水炉発電コスト（2050 年時点） 28
表 4.2.6　FBR 発電コスト 29
表 4.3.1　世界における FBR 導入規模算定の前提条件(1/2) 31
表 4.3.1　世界における FBR 導入規模算定の前提条件(2/2) 32
表 4.3.2　日本における FBR 導入規模算定の前提条件 37
表 4.3.3　天然ウラン資源量と生産コストの関係（Uranium 2003 年度版） 39
表 4.3.4　各国の原子力発電コストと発電電力量 42
表 4.3.5　世界（再処理３カ国）平均と日本の原子力発電コストの比 43
表 4.3.6　解析に用いた FBR 発電コスト 44

1. はじめに

将来の高速増殖炉研究開発計画（以降、高速増殖炉のことを「FBR」と称する）は、原子力委員会主催の原子力長期計画策定のための会議(新計画策定会議)[1]において検討されているところである。新計画策定会議は、次期原子力長期計画を策定するため、2004年6月から検討が始まり、2005年中にとりまとめられる予定である。一方、原子力機構では、ミッションの一つであるFBRサイクル研究開発を将来の実用化に向けて進めているが、その一連の研究の中でFBRサイクル研究開発の投資対効果の評価も実施してきている。このような観点の評価結果は、新計画策定会議の場でもFBRサイクル研究開発の議論に資するべく参考資料として用いられた※。

投資対効果については、国の科学技術関連事業において近年研究開発の投資対効果が重要視されており、公的機関においても支出した費用に対する便益を追求することが必要とされている。原子力機構においても、FBR研究開発や核燃料サイクルの研究開発を行っていることから、それらの政策に基づく事業計画の妥当性を評価するため、FBR研究開発投資効果による評価を実施している。原子力機構の場合、民間企業の場合と異なり、国民が費用(税金)を負担し、その便益も国民が受け入れるという点で、投資効果は国民全体への影響を考慮したものとすべきである。このため、効果の計測にあたっては、直接的な経済的利益以外にも幅広い効果を考慮する必要がある。

これまで旧サイクル機構(現在　原子力機構)は、1999年から2カ年計画で開始したFBRサイクル実用化戦略調査研究フェーズⅠに引き続き、2001年から5カ年計画で開始した同フェーズⅡにおいて、将来のFBRサイクルについていくつかの候補概念間の特性の差による効果を比較評価する一環として、FBRサイクル研究開発の投資対効果を実施し[2)-5)]、その評価システムを整備してきた[6)-8)]。　そこでの評価は、効果に関する考え方を、FBR以外の他の電源に対して発電コストを低減させる発電コスト削減効果のような直接的な経済効果に加え、CO_2等の環境影響物質の排出を抑制する効果や、生命へのリスクを低減する効果、ウラン資源枯渇を抑制する効果等、国民全体が負担する費用に対する便益の観点からの効果も取り入れたものとなっている。このように、従来の投資対効果の評価は、日本国内で将来FBRサイクルを導入する場合、いくつかの候補概念に対する比較評価という位置づけで実施してきたものである。一方、本報告書の評価においては、代表的なFBRサイクル(ナトリウム冷却炉サイクル)を対象に、世界規模でFBRの導入効果を評価するものとした。なお、日本国内でFBRを導入した効果も比較のため実施した。

エネルギー資源枯渇問題やCO_2排出などによる地球温暖化は地球規模の課題であるため、エネルギー供給システムは世界規模で検討する必要がある。将来、世界のエネルギー需給に対する原子力エネルギーが一定のシェアをもつことを前提に、そのシェアが徐々に軽水炉発電からFBR発電に置き換わっていくことを想定し、FBR導入による効果を評価する。このとき、FBRの研究開発や導入はいくつかの国々で行われることとなる。前述したように、旧サイクル機構はこれまでFBRサイクル実用化戦略調査研究として将来のFBR候補概念に対する投資対効果の評価により、日本国内でFBRを導入した場合を評価してきたが、ここでは新たに世界規模でFBRを導

※ 本報告の内容は、原子力委員会新計画策定会議の審議に資するために実施したものであり、第16回新計画策定会議(2005年1月13日)の審議資料の資料第5号の一部及び参考資料3として、また、第17回新計画策定会議(2005年1月28日)の審議資料の資料第3号(改訂版)の一部及び参考資料2(改訂版)として提出されている。

入した場合の効果として評価する。なお、この世界規模での FBR 導入効果の評価ケースを、本報告書では「世界の評価ケース」と呼ぶ。

一方、世界の評価ケースと比較するため、日本国内で FBR を導入した場合の効果を評価する。前述したように、原子力機構はこれまで FBR サイクル実用化戦略調査研究として将来の FBR 候補概念に対する投資対効果の評価を実施してきており、この時の評価方法を利用して、世界の評価ケースの解析方法に合わせた評価を実施する。なお、この日本国内で FBR を導入した場合の効果の評価ケースを、本報告書では「日本の評価ケース」と呼ぶ。

上記「世界の評価ケース」の実施にあたっては、基本的にはこれまで実施してきた「日本の評価ケース」の投資対効果評価システムを利用できるものの、世界規模への評価の拡張のためにいくつかの改良が必要となる。世界規模での FBR 導入の各効果の示し方を新たに設計する必要があることや、世界規模の将来の発電コストの設定のように、世界規模に拡張された評価パラメータも新たに設定する必要がある。本報告書は、このような評価にあたっての考え方を整理し、システムの改良を実施して、FBR 研究開発投資効果の評価を行った結果について述べる。

2. FBR 研究開発投資効果の経済性評価手法

2.1 FBR 研究開発投資効果

2.1.1 FBR 導入効果

将来 FBR の導入によって電力を供給する場合、エネルギー需給シナリオ上は、FBR は軽水炉の代替電源となって導入される。すなわち、図 2.1-1 に示すように、将来の電力需要に対して、FBR を導入しない場合の電源構成例Bに対し、FBR を導入した場合は電源構成例Aのようになる。この図は、原子力によるエネルギー供給において、軽水炉発電に対し、FBR をある時期から徐々に導入し、やがて軽水炉がすべて FBR で置き換えられる場合を想定した模式図である。FBR 導入効果とは、軽水炉発電が FBR 発電に置き換わる部分の効果を評価するものである。

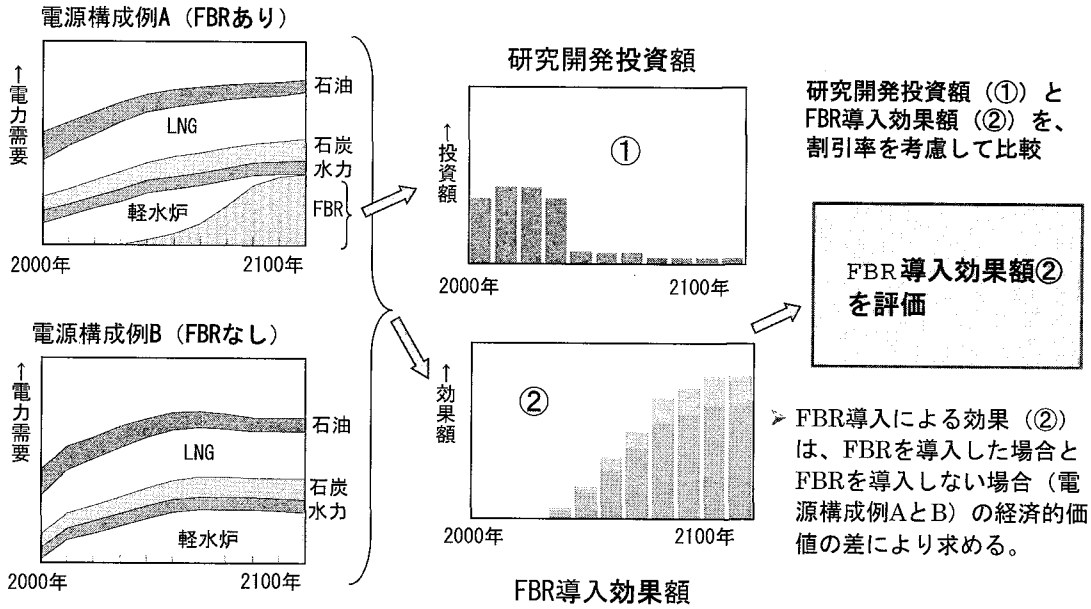


図 2.1-1 FBR 研究開発投資効果の評価概念図

2.1.2 FBR 研究開発投資と FBR 研究開発投資効果

将来、FBR を導入して電力を供給するためには、実用化までの研究開発費用(投資)が必要である。ある時期から FBR の導入が開始されれば、事業による便益(効果)が得られる。この費用に対する便益を評価し、両者を比較して事業計画の妥当性を評価することが FBR 研究開発投資効果の評価である。

FBR 研究開発投資額については、FBR サイクル実用化までに必要な研究開発費及び実用化後の改良等の研究開発費が考えられるが、ここでの評価は FBR サイクル実用化までの研究開発費とした。すなわち、現在から実用化(2030 年と想定する)までに必要な研究開発費用を積算したものが FBR 研究開発投資額となる。(FBR の本格導入開始年は 2050 年と想定している。)

世界規模でFBRを実用化するために投資される研究開発費用は、最近の国際的なFBRサイクル開発プロジェクトの取り組みが実用化段階まで進むと考えれば、総額で数兆円と推測される。ただし、世界規模でFBRを実用化するために投資される研究開発費用は、今後のFBRに関する国際共同開発による費用分担の状況にも依存してくるものである。

また、日本国内でFBRを実用化するために投資される研究開発費用は、約1兆円と考えられる。この費用は、ナトリウム冷却炉＋MOX燃料＋先進湿式再処理法＋簡素化ペレット燃料製造を想定した暫定的なロードマップより推計したものであり、ナトリウム冷却炉パイロットプラントや工学規模再処理ホット試験施設建設のための費用、実用化戦略調査研究などのFBRサイクル技術研究開発費、「常陽」、「もんじゅ」、「Pu燃料製造施設」などの施設維持管理費用に加え、研究開発のための人件費が含まれる。

FBR導入効果については、ある時期からFBRの導入が開始されれば、事業による便益(効果)が発生するため、この効果を評価終了年までカウントすることで得られる。これは、FBRの研究開発によってFBRが導入されたことによる便益であるため、ここではFBR導入効果のことをFBR研究開発投資効果と呼ぶ。よって、本研究におけるFBR研究開発投資効果とは、図 2.1-1中の②に示す効果額を評価することである。

2.2 投資効果の経済的評価手法

FBR研究開発投資効果を定量的に示すためには、金銭的利益として示すことが分かり易い。しかし、FBRの研究開発投資効果は、軽水炉に比べて発電コストを低減できるという発電コスト削減効果だけではなく、例えば、CO_2等の環境影響物質の排出を低減する効果や、ウラン燃料の輸入を削減する効果、生命へのリスクを低減するような効果等も考慮されるべきものであるから、こうした効果も何らかの方法で定量的に金銭価値換算することが必要となる。

さらに、異なる時点の金銭の価値を比較するには、将来得られる金銭の価値を現在価値に換算する必要がある。この現在価値換算のとき、「割引率」[9]が用いられる。

FBRの研究開発投資効果の評価においては、将来得られる効果をある一定の割引率をもって現在価値換算して、これらの効果額を累積した効果総額を算出する。

2.3 FBR研究開発の投資対効果評価システム

旧サイクル機構は、これまで、FBR研究開発の投資対効果を評価するシステムを構築してきており、FBRサイクル実用化戦略調査研究フェーズⅡの中間とりまとめ時にも、当システムの改善が図られ評価に供された。

当システムは、汎用表計算ソフト(Microsoft Excel)を利用してプログラミングされており、前述したような研究開発投資及び効果額について現在価値換算して、期待される各効果が算出できるようなシステムとなっている。また、当システムは、別途当機構が開発した発電コストを解析するコードFCC-EXをプラグインできるため、発電コスト等の算出結果の受け渡しが可能である。

世界の評価ケースのFBR研究開発投資効果を新たに評価するため、従来の各効果額の算出方法に一部変更を加えたが、基本的には当システムの一部を改良することにより算出が可能であり、当システムを評価ツールとして用いた。

3. FBR 研究開発投資効果の評価項目

3.1 効果の範囲と内容

3.1.1 FBR 研究開発投資効果の範囲

FBR 研究開発の効果を評価するため、一定の精度で定量的評価が可能であると考えられる直接的な効果を評価した。すなわち、評価に必要なデータがあり、金銭価値換算手法があるものとして、以下の効果を考える。(図 3.1-1 参照。)

・経済性向上効果

経済性向上効果としては、FBR を導入するにあたって経済性に直接関わる効果を評価するものとし、発電コスト削減効果、ウラン燃料価格上昇抑制効果を想定する。

・外部経済性向上効果

外部経済性向上効果としては、FBR を導入するにあたって間接的に関わる効果を金銭価値換算により評価するものとし、環境影響低減効果、生命リスク低減効果、ウラン燃料輸入削減効果を想定する。

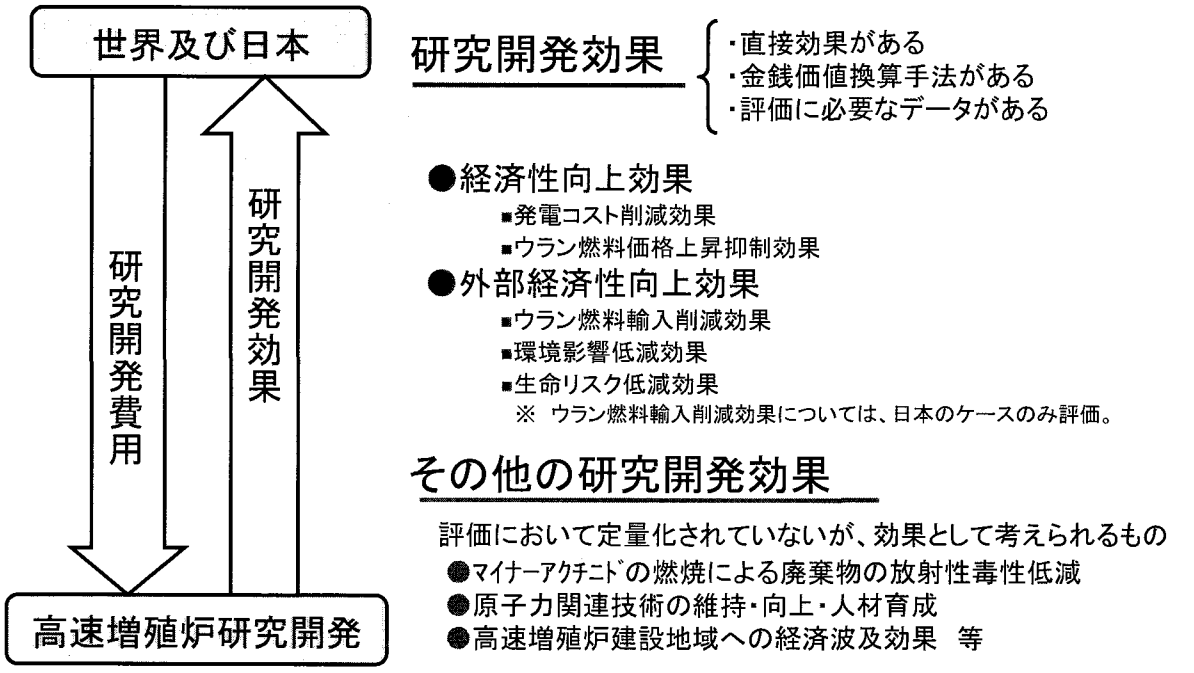


図 3.1-1 FBR 研究開発の効果

なお、FBR 研究開発投資効果としては、上記以外にも定量化や金銭価値換算が困難である効果もある。例えば、原子力関連技術の維持・向上や人材育成といった科学技術の発展に結びつく効果、FBR が建設される地域への産業に与える経済的な波及効果、マイナーアクチニドを燃焼させることによる廃棄物の放射性毒性を低減するという環境影響を低減する効果が考えられる。このような付加価値の効果についても、間接的に大きな効果をもたらすものであるが、評

価に必要なデータの計測が困難であること、金銭価値換算ができない等のため、効果としての評価は実施していない。

3.1.2 FBR 研究開発投資効果の内容

①発電コスト削減効果

軽水炉ワンススルー時の発電コスト(FBR を導入しないときの軽水炉発電コスト)と、FBR の発電コストとの差による効果を評価する。発電コストは、ウラン燃料価格上昇を考慮する。

さらに、エネルギーショックが発生してウラン価格が上昇した場合、FBR の導入によりウラン燃料輸入量を削減した結果、エネルギーショックによる影響を軽減できる効果も考えられる。このため、ウラン燃料価格の上昇分には、エネルギーショックによるウラン燃料価格の上昇分も含めることとする。

(ウラン燃料価格上昇を考慮した軽水炉発電コスト − FBR発電コスト) × FBRによる発電量

②ウラン燃料価格上昇の抑制効果

将来、天然ウランの消費により天然ウラン価格を含めたウラン燃料価格が上昇していくとすれば、軽水炉の発電コストの上昇となる。しかし、軽水炉発電のみのシナリオと、FBR を導入することによって軽水炉発電の一部を代替するシナリオとでは、後者は FBR 導入による天然ウランの消費節約分がウラン燃料価格の上昇を抑制するため、軽水炉の発電コスト上昇も抑制される。軽水炉発電量の一部を FBR が代替するのであれば、ウラン燃料価格上昇の抑制効果は代替されない軽水炉発電の部分に対しても働く。この代替されない軽水炉発電分の発電コスト抑制の効果を評価する。

(FBRを導入しない場合の軽水炉発電コスト − FBRを導入した場合の軽水炉発電コスト) × FBRに代替されない軽水炉の発電電力量

③ウラン燃料輸入削減効果

FBR 導入に伴い、天然ウランの輸入に依存しない発電が行われることにより、国民経済的な観点から、輸入が減少する分、国内総生産(GDP)を引き上げる効果があると考え、これをウラン燃料輸入削減効果として評価する。これは、代替された軽水炉発電分の天然ウランの輸入削減により、GDP（消費＋投資＋政府支出＋輸出－輸入）の輸入削減分の効果を示すもので、自国内での天然ウラン消費が抑制されることにより生まれる効果である。

（FBRを導入しない場合の天然ウラン輸入量 － FBRを導入した場合の天然ウラン輸入量）× FBR導入時の天然ウラン価格

④環境影響低減効果

環境に影響を与える物質として、CO_2、SOx、NOx を対象とし、それらの削減による健康・温暖化被害の低減を効果として評価する。軽水炉発電と FBR からの発生量の差に削減価値を乗じて求められる。これらの削減価値は、税あるいは排出権取引額等を参考として設定する。すなわち、次のように表される。

（軽水炉の環境影響物質発生量 － FBRの環境影響物質発生量）× 環境影響物質削減価値 × FBRによる発電量

⑤生命リスクの低減効果

安全面に関しては、生命リスクを低減する効果を想定する。この効果は、軽水炉と FBR による職業人及び公衆の死亡リスクの差に（そのリスクを低減するために支払う金額に関するアンケート結果や生命保険等を参考にした）統計的生命の価値を乗じて求める生命リスク低減量として評価する。

（軽水炉による死亡リスク － FBRによる死亡リスク）× 統計的生命価値 × FBRによる発電量

3.1.3 FBR 研究開発投資効果の評価にあたっての考え方

FBR 導入による直接的な効果としては、基本的に前述のような効果が見込まれるものの、全世界で FBR の導入を想定した場合（世界の評価ケース）、不確定な要素があることを考慮し、過大評価とならないよう、例えば、FBR と軽水炉とで一部の効果は将来において同じと想定して評価する考え方もある。本評価ではこのような考え方も考慮して、設計評価から得られる FBR の期待される効果と比較することとし、感度解析を実施した。

上記の基本的な考え方に基づき評価の基準ケースを設定するため、いくつかの効果については前提条件を与えるものとする。

世界の評価ケースにおいては、表 3.1.1 に示すように、軽水炉発電と FBR の CO_2、SOx、NOx 発生量は同等と仮定し、軽水炉発電と FBR のリスクも同等と仮定する。また、ウラン燃料輸入削減効果は、世界の評価ケースでは評価しない。したがって、外部経済性向上効果は全て効果額ゼロとなり、経済性向上効果のみの評価となる。

表 3.1.1 世界の評価ケースにおける効果の基本的考え方

想定される効果		効果の前提条件
経済性向上効果	①発電コスト削減効果	・発電コストの差による効果として評価する。 ・FBR 導入時点の FBR 発電コストを軽水炉の発電コストと同等するケースも評価する。
	②ウラン燃料価格上昇の抑制効果	・効果として評価する。
外部経済性向上効果	③ウラン燃料輸入削減効果	・世界の評価ケースでは評価しない。→効果額ゼロ。
	④環境影響低減効果	・軽水炉発電と FBR の CO_2、SOx、NOx 発生量は同等と仮定する。→効果額ゼロ。
	⑤生命リスクの低減効果	・軽水炉発電とFBRのリスクは同等と仮定する。→効果額ゼロ。

日本国内で FBR の導入を想定した場合（日本の評価ケース）においても、世界の評価ケースと同様に一部の効果を軽水炉と同等の効果として評価することとした。

日本の評価ケースにおいては、表 3.1.2 に示すように、世界の評価ケースと同様、軽水炉発電と FBR の CO_2、SOx、NOx 発生量は同等と仮定し、軽水炉発電と FBR のリスクも同等と仮定する。ウラン燃料輸入削減効果は、日本の評価ケースでは評価する。したがって、経済性向上効果、及び外部経済性向上効果のうちのウラン燃料輸入削減効果が評価対象となる。

表 3.1.2 日本の評価ケースにおける効果の基本的考え方

想定される効果		効果の前提条件
経済性向上効果	①発電コスト削減効果	・発電コストの差による効果として評価する。 ・FBR 導入時点の FBR 発電コストを軽水炉の発電コストと同等するケースも評価する。
	②ウラン燃料価格上昇の抑制効果	・効果として評価する。
外部経済性向上効果	③ウラン燃料輸入削減効果	・効果として評価する。
	④環境影響低減効果	・軽水炉発電と FBR の CO_2、SOx、NOx 発生量は同等とする。→効果額ゼロ。
	⑤生命リスクの低減効果	・軽水炉発電とFBRのリスクは同等とする。→効果額ゼロ。

※ 上表の①～⑤の効果の分け方とは別に、エネルギーセキュリティという観点で効果をみることもできる。天然ウラン価格上昇に伴う発電コスト上昇を抑制する効果としての①発電コスト削減効果と②ウラン燃料価格上昇の抑制効果、並びに、ウラン燃料消費の抑制に伴う輸入量削減効果としての③ウラン燃料輸入削減効果は、エネルギーセキュリティ効果として位置づけられる。よって、日本の評価ケースで評価される３つの効果の総和は、エネルギーセキュリティ効果とも呼べる。

世界の評価ケースと日本の評価ケースの FBR 研究開発投資効果の範囲と内容を表 3.1.3 に整理した。

表 3.1.3 FBR 研究開発による効果の範囲と内容

効果項目	効果の内容
経済性向上効果	●発電コストの削減効果（軽水炉からFBRへの代替分） ウラン燃料価格上昇*を考慮した軽水炉とFBRの発電コストの差 （燃料価格上昇を考慮した軽水炉発電コスト － FBR発電コスト）× FBRの発電電力量 ●ウラン燃料価格上昇の抑制効果（FBRに代替されていない軽水炉分） 天然ウラン需要削減に伴いウラン燃料価格上昇が抑制されることによる軽水炉の発電コスト上昇抑制 （FBRを導入しない場合の軽水炉発電コスト － FBRを導入した場合の軽水炉発電コスト） × FBRにリプレースされない軽水炉の発電電力量
外部経済性向上効果	●ウラン燃料輸入削減効果 （日本の評価ケースのみ考慮） リプレースされた軽水炉のウラン燃料輸入削減による国内総生産GDPの増加 ●CO_2、SO_x、NO_x 削減による健康・温暖化被害の低減効果 （軽水炉とFBRのCO_2、SOx、NOxの発生量は同等と想定） 軽水炉とFBRのCO_2、SOx、NOxの発生量の差に削減価値を乗じて求める環境影響低減量 ●人命損失のリスクの低減効果（軽水炉とFBRのリスクは同等と想定） 軽水炉とFBRのリスクの差に統計的生命の価値を乗じて求める生命リスク低減量

＊エネルギー危機によるウラン燃料価格上昇分を含む

また、FBR 研究開発投資効果の対象範囲についての理解のため、図 3.1-2 に整理した。世界のエネルギー需給シナリオとして、例えば世界エネルギー会議の環境主導シナリオ（IIASA/WEC C2 シナリオ）[10]等で想定される原子力発電電力量の将来予測に基づいて、軽水炉発電が徐々に FBR 発電に代替される場合を想定する。このとき、FBR 導入により代替される部分の効果は発電コスト削減効果として現れ、軽水炉の発電コストとの差が発電コスト削減効果として評価される。一方、想定される原子力発電電力量の総量の内、FBR によって代替されない部分（軽水炉発電として残る部分）は、FBR 導入による天然ウラン価格上昇抑制効果が軽水炉発電コストを低減する効果として働くため、ウラン燃料価格の上昇を抑制する効果として評価される。このように、FBR 導入により、軽水炉が代替される部分と代替されない部分のそれぞれに効果が得られることになる。

なお、日本の評価ケースにおいても軽水炉発電量が FBR 導入により徐々に代替されるという同様な図式を想定するが、世界の評価ケースとの効果の大きな相違は、日本の FBR 導入量は世界規模に比べれば２桁程度小さいこと、FBR 導入開始から陸上の天然ウラン資源量の限界に需要量が達する時期までの FBR 導入量も小さいこと等により、ウラン燃料価格の上昇にほとんど影響を与えないことから、FBR によって代替されない部分（軽水炉発電部分）の効果はほとんどなくなると考えられる。一方、FBR に代替される部分の効果については、ウラン燃料輸入削減効果が付加される。

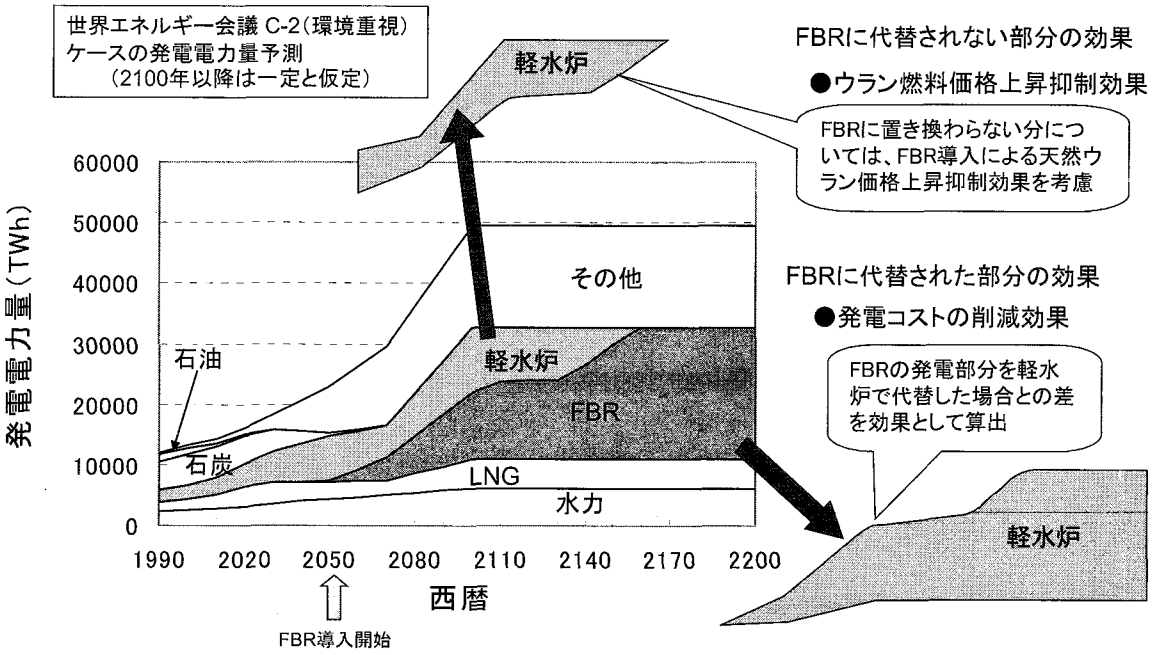


図 3.1-2 FBR 研究開発による効果の対象範囲

3.2 世界の評価ケースを評価する上での現状と課題

3.2.1 FBR サイクル研究開発に対する世界の取り組み

FBR サイクル研究開発に対する国際協力の観点でみれば、原子力機構は以下のような協力を行っている。

原子力研究開発の多国間協力として、第４世代国際フォーラム(GIF、GEN－Ⅳともいう)[11]が米国提唱の下に 2001 年７月に発足し、現在、米国、日本、スイス、英国、韓国、南アフリカ、フランス、カナダ、ブラジル、アルゼンチンの１０か国が、OECD/NEA の事務局の下に、2030 年頃の実用化を目指して次世代の原子炉概念を検討している。GIF では、安全性、経済性、核拡散抵抗性、環境負荷低減等の観点から、有望な炉型を選択して協力が進められており、ナトリウム冷却高速炉、ガス冷却高速炉等の炉型が高速炉サイクルの候補として検討が進められている。

二国間の研究開発協力においては、高速炉分野では、米国のエネルギー省(DOE)、フランスの CEA、ロシア、中国、韓国等あり、放射性廃棄物関係では、英国の英国核燃料会社(BNFL)の他、カナダ、スイス、スウェーデン等との協力が行われている。

また、将来のエネルギー需給の急速な増加に備えて、インド、中国、ロシアにおいても FBR サイクルの将来の利用計画や開発計画がある。

このように国際社会において、FBR サイクルの研究開発の取り組みは継続され、進展がみられる。したがって、国際社会の動向からも、将来の世界規模でのエネルギー需給を考えるにあたって、原子力エネルギーに FBR サイクルが寄与する場合を想定し、世界規模での FBR 導入効果が評価されるべきである。

3.2.2 投資対効果の評価ケースの試算例

本評価を実施するにあたり、将来の FBR サイクルの世界規模での投資対効果の評価例はほとんどみあたらない。FBR サイクルの導入が近い将来ではないこと、また具体的な特性の想定は、原子力機構以外では困難であることなどが要因であろう。しかし、藤野は、「バイオマス・原子力を中心とした持続可能なエネルギーシステムに関するモデル解析」[12]において FBR の導入とその経済的価値を論じている(表 3.2.1)。藤野の用いた手法は、電源構成を外生的に与えるのではなく、総コストを最小化するようにエネルギーシステムの構成要素を内生的に算出できるエネルギー経済モデルを用いている点が最大の特徴である(エネルギーシステム利用による経済全体への波及効果などは考慮されていない)。ここでの FBR の導入と経済的価値に関する結果は、以下のように要約される。

CO_2 制約の下で、「原子力」、「再生可能エネルギー」などで競合する場合、FBR の建設コストが 2000 ドル／kWe では 2030 年から FBR の導入が始まり、2100 年時点で 3400GWe 導入される。建設コストが 3000 ドル／kWe であれば、2070 年以降からＦＢＲの導入が始まり、2100 年時点で 2700GWe 導入される。

建設コストが 3000 ドル／kWe であれば、軽水炉ワンススルーに比較して FBR 導入により 1760 億ドル（約 19 兆円：換算レート 110 円）のエネルギーシステム総コストが節約される。2100 年以降のコスト節減を考慮すれば、この値は増大することになる。割引後のエネルギー

システム総コストを各時点の年平均コストに戻すと、FBR 導入を含む全面的な核燃料リサイクルの経済的価値は年間 86 億ドル（年間約 9400 億円）になり、これがこの条件下における妥当なリサイクル戦略の研究開発費に相当しているとしている。建設コストが 2000 ドル／kWe であれば、さらに経済的価値は大きくなる。

世界を対象として評価例ではないが、原子力に限らず、一般の産業界での投資対効果の評価例について見てみると、近年の公共投資再検討や行政評価を求める動きを反映して数多く存在する。例として「道路投資」[13]や「整備新幹線」[14]の評価を表 3.2.1 に示す。

表 3.2.1 投資対効果の評価例

高速増殖炉を検討・評価した例	評価例の特色・結果概要など
藤野（1999） バイオマス・原子力を中心とした持続可能なエネルギーシステムに関するモデル解析 （東京大学 学位（博士）請求論文） [12]	● 高速増殖炉サイクルの導入による世界全体のエネルギーシステム総コストの削減額を高速増殖炉導入の経済的価値（効果）として計上 ● 高速増殖炉サイクルは、CO_2制約がある場合に導入が進み、21世紀後半以降にCO_2削減に貢献（21世紀前半はバイオエネルギーが大きく貢献） ● CO_2 を550ppmに制限し、高速増殖炉建設費3千ドル/kWとした場合、2070年以降に全世界で高速増殖炉導入が進んで2100年時点で2700GWe程度となり、高速増殖炉導入を含むリサイクル価値は、1760億ドル程度（86億ドル/年相当） ● CO_2を550ppmに制限し、高速増殖炉建設費を2千ドル/kWとした場合（軽水炉並みの建設費）、全世界における高速増殖炉導入は2030年に始まり、2100年時点で高速増殖炉により24000TWh/年程度（3400GWe相当）の電力が供給

他を検討・評価した例	評価例の特色など
「道路投資」 国土交通省（2003） 費用便益分析マニュアル [13]	● 走行時間の短縮、走行経費の減少、交通事故の減少の便益を計測する標準的手法を紹介 ● 走行快適性の向上や沿道環境の改善なども、道路投資の効果として言及しているが、それらの効果の金銭価値換算手法は記述せず
「整備新幹線」 青森県等（1997） 東北新幹線に関する青森県調査 [14]	● 新幹線整備前の効果として、建設投資の経済効果や定性的なイメージアップ効果を評価 ● 新幹線整備後の効果として、時間短縮効果やそれに伴う生産誘発効果も簡易的に評価

3.2.3 世界の評価ケースの試算に必要とする主なデータ

世界規模の FBR 研究開発投資効果を評価する上で、新たに必要となる入力データの主なものとして以下の２つがある。

(1) FBR 導入量

世界規模で FBR を導入することを想定する場合、まず FBR の導入量を想定する必要がある。これは、将来のエネルギー需要として原子力エネルギーの需要量を基に、軽水炉や FBR の発電電力量の想定が必要となるためである。そこで、いくつか公開されている世界エネルギ

一需給シナリオを調査し、FBR 導入量の想定を行った。世界エネルギー需給シナリオとして、表 3.2.2 に主なものを示す。

表 3.2.2 主な世界エネルギー需給シナリオ

世界エネルギー需給シナリオ		予測期間	シナリオのケース
IIASA/WEC 国際応用システム解析研究所 (IIASA) / 世界エネルギー会議 (WEC)	「GLOBAL ENERGY PERSPECTIVES」, IIASA/WEC,1998	2100年	A:高成長ケース A1:クリーン化石燃料利用 A2:低質化石燃料利用 A3:バイオマスー原子力利用 B:中庸ケース C:環境重視ケース C1:非原子力依存 C2:原子力依存
IAEA 国際原子力機関	Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030 (July 2004 Edition)	2030年	・低位ケース ・高位ケース
OECD/IEA 国際エネルギー機関	World Energy Outlook 2004	2030年	・リファレンス・シナリオ ・代替政策シナリオ リファレンス・シナリオよりも効率的で環境に優しいエネルギーの将来を描き出したシナリオ
IPCC 気候変動に関する政府間パネル	IPCC SRES Emissions Scenarios - Version 1.1	2100年	A1:高成長社会シナリオ A2:多元化社会シナリオ B1:持続発展型社会シナリオ B2:地域共存型社会シナリオ
(財)電力中央研究所	研究報告Y03027「2050年までの世界エネルギー需給の長期展望」(平成16年3月	2050年	電力中央研究所が開発した世界エネルギーモデルによるシナリオ

図 3.2-1 は、IIASA/WEC C2 シナリオ [10]の概要を示す。これは、世界エネルギー需給シナリオとして、1998 年に IIASA が第 17 回世界エネルギー会議にて報告したシナリオである。IIASA/WEC C2 シナリオは、３種類の基本シナリオ（A：高成長、B：中庸、C：エコロジー）からなる。Aは急速な技術革新と途上国の経済成長、Bは中庸の発展、Cは環境保全への強力な取り組みとして CO_2 制約を前提としたものである。Aはさらに３種類（A1：クリーン化石燃料利用、A2：低質化石燃料利用、A3：バイオマスー原子力利用）、Cは２種類（C1：非原子力依存、C2：原子力依存）に分けられ、CO_2 排出量の削減に向かうのは A3 と C1、C2 である。ここで例えば、将来 FBR 導入を想定する場合、環境重視のシナリオCを選択すれば、原子力依存シナリオの C2 シナリオとなる。

気候変動に関する政府間パネル(IPCC)では、2001 年に第三次評価報告書が作成され、新たな排出シナリオが作成された [15]。このシナリオは、排出シナリオに関する特別報告書(Special Report on Emission Scenarios：SRES)というもので、SRES シナリオと呼ばれている。これは、ストーリーラインと言われる４つの叙述的シナリオからなり、経済志向の A シナリオ、

環境志向のBシナリオ、地球主義志向の１シナリオ、地域主義志向の２シナリオに分けられ、これらの組み合わせにより４つの叙述的シナリオ(A1、A2、B1、B2)が示されている。すなわち、高度成長社会シナリオ：A1、多元化社会シナリオ：A2、持続発展型社会シナリオ：B1、地域共存型社会シナリオ：B2である。６つのモデリングチームがこの排出シナリオ作成にあたり、４０のシナリオが作成され、これらを前述の４つの叙述的シナリオに分類し、４つのシナリオを例証するものとしてマーカーシナリオというものを１つずつ選び出している[16]。

OECD/IEAのWord Energy Outlook 2004年版[17]では、リファレンスシナリオに加え、環境・エネルギー安全保障政策のグローバルな影響や、エネルギー効率の高い技術の迅速な普及による効果について初めて分析した代替シナリオが提示された。

この他、IAEAでは、世界エネルギー需給のHighケースとLowケースを[18]、電力中央研究所では独自に開発したエネルギーモデルによる需給予測がある[19]。

このような世界エネルギー需給シナリオからどのシナリオを選択するかにおいては、まず原子力利用を前提としていること、そしてCO_2排出削減のような環境の観点も考慮するものが望ましいと考え、例えばIIASA/WECのC2シナリオの等が候補となる。

ケース	環境重視ケース：C2
技術・経済	途上国高成長
一次ｴﾈﾙｷﾞｰ需要('90＝90億ﾄﾝ石油換算)	210億ﾄﾝ石油換算(約2倍)
中心資源の動向	再生可能ｴﾈﾙｷﾞｰ増・原子力存続 (小型炉普及)
CO_2制約・排出量 ('90排出量：60億ﾄﾝC, 368ppmv)	制約あり 20億ﾄﾝC (2080年：最大450ppmv)

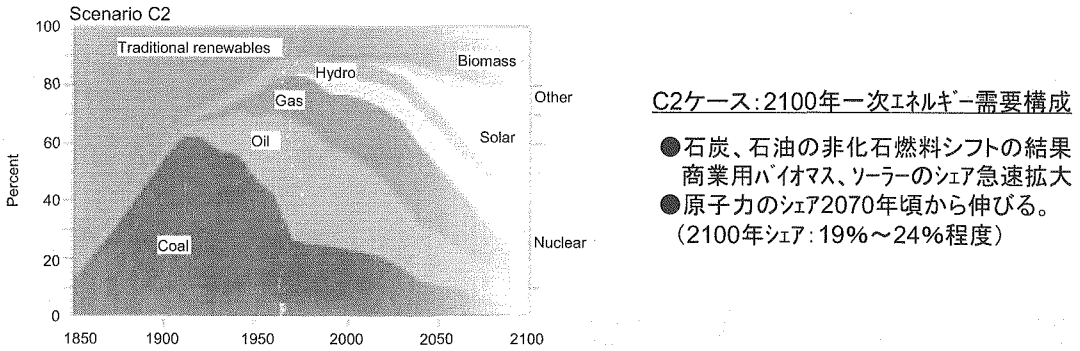
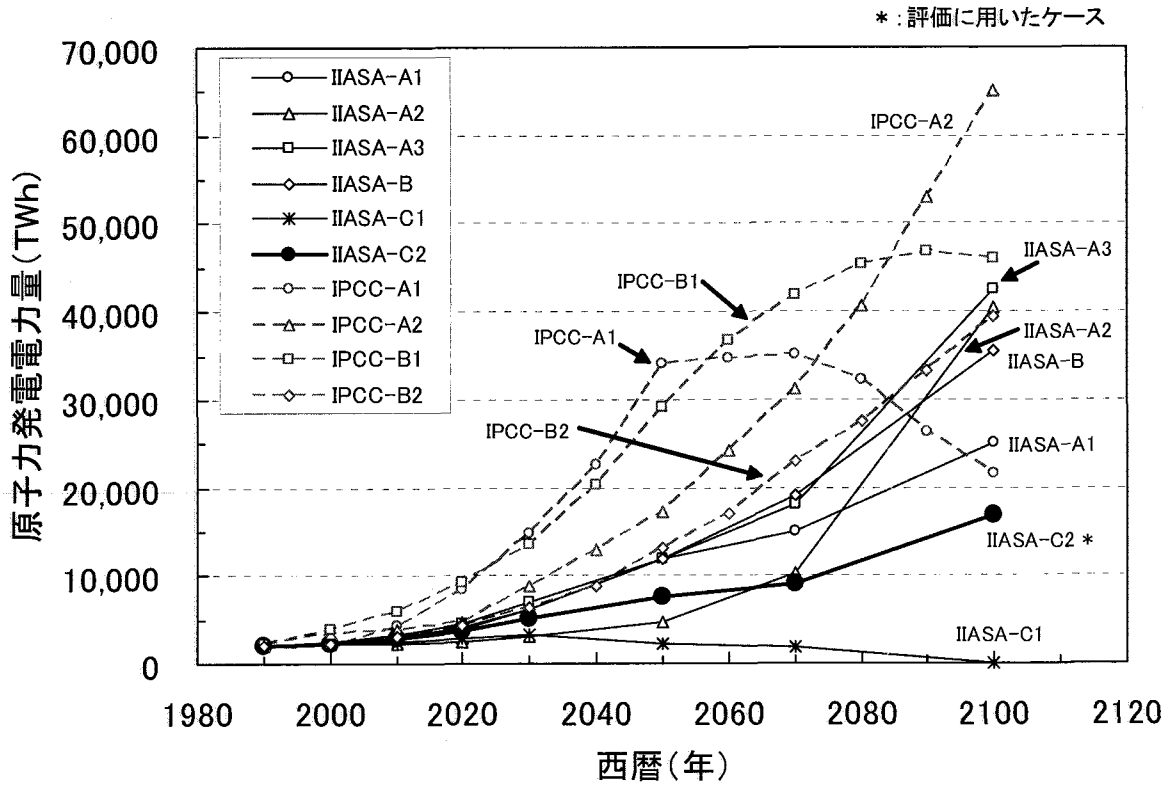


図 3.2-1 IIASA/WEC'98 C2ケースのシナリオ概要

ここで、各シナリオのケースにおいて、一次エネルギー需要のうち原子力エネルギーを比較したものを図 3.2-2に示す。



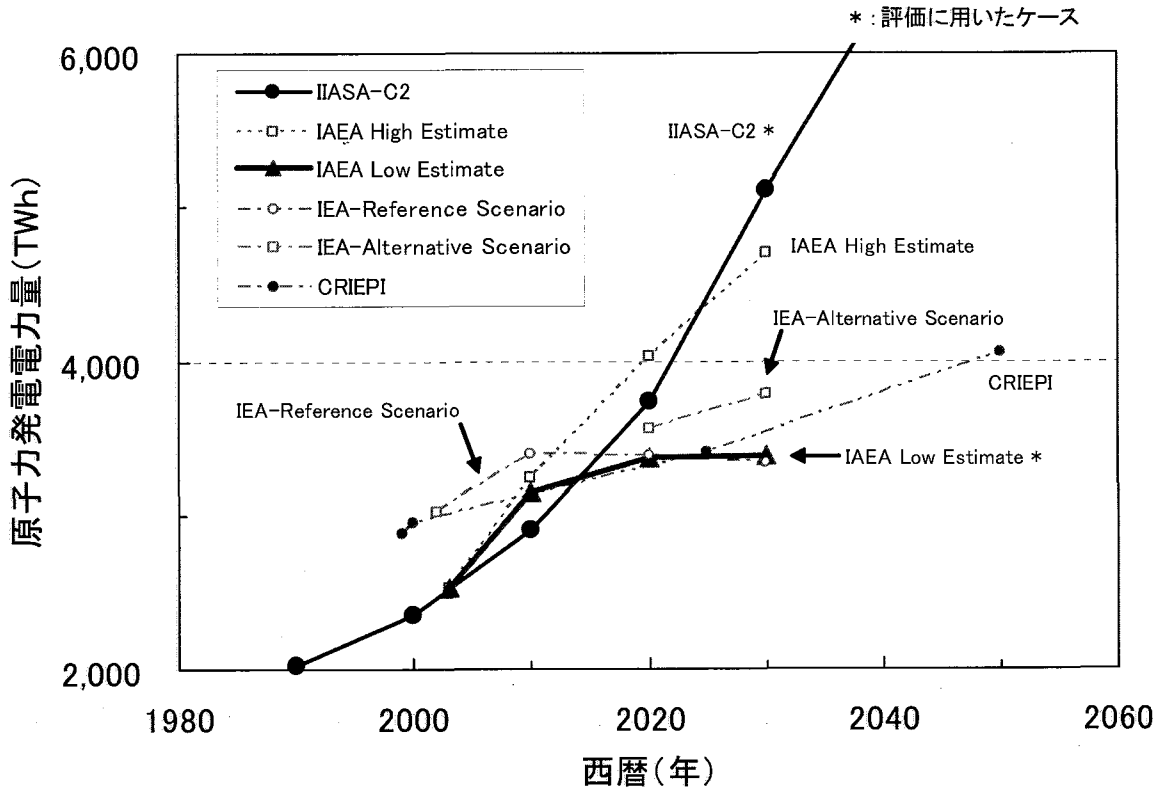


図 3.2-2 将来の原子力エネルギー需給シナリオの比較

エネルギー需給の予測期間は、2200年頃までが望ましいが、現在公開されているデータは2030年とか2100年までの予測値となっている。2200年の将来まで原子力発電量を予測するためには、過大評価とならないよう注意すべきである。2030年までのこれらの予測値は、いずれも大きな相違はない。できる限り長期の範囲の予測値に着目すれば、世界エネルギー会議の環境主導シナリオ（IIASA/WEC C2シナリオ）は2100年までの予測値であり、同じ2100年までの予測をもつIPCCの原子力発電量よりも低い値をとる。よって、2200年までのFBR導入量を想定する際のベースとなる原子力発電電力量は、IIASA/WEC C2シナリオをベースにするのが妥当と考えられる。しかし、長期の将来の予測値としての不確定性を含むことから、2030年までの原子力発電電力量の低いケースとしてIAEAの低位ケースが下限にあるため、これを比較データとした※。なお、本評価は2200年までを予定しているため、データの無いところは推計することとする。

FBRの導入開始年については、2050年を本格導入開始年と想定し、軽水炉発電電力量を2050年から徐々にFBR発電電力量に置き換わっていくシナリオを想定した。昨今、原子力委員会主催の原子力長期計画策定のための会議(新計画策定会議)の資料においても、資源エネルギー庁が電気事業者の見解をまとめたところでは「FBRについては、経済性などの諸条件が整うことを前提に、2050年頃からの順次導入を見込む」とされており[20]、2050年のFBR本格導入を想定したことは妥当と考える。

(2) 発電コスト

経済性向上効果の発電コスト削減効果の評価においては、発電コストが重要な入力条件となる。現時点やFBR導入時点で、軽水炉やFBRの発電コストの値を設定する必要がある。しかしながら、現時点までの世界各国の軽水炉の発電コストを試算した資料は数多くあるものの、将来の、例えば2050年時点の、軽水炉やFBRの発電コストを推計した公開資料は見当たらない。近年の予測として、例えば、OECD／NEAの予測した発電コスト(「発電コスト(上)1998年版　日本原子力産業会議」)[21]は、2005～2010年までに商業利用が可能になるとみられる世界各国の発電所を含めたものが予測の対象となっている。現時点の軽水炉発電コストを評価する上では、上記資料を参照することができる。また、FBRの発電コストについては、現時点及び将来のある時点とも、原子力機構のこれまでの研究成果から算定することが可能である。よって、データの無い2050年時点の将来の軽水炉発電コストについては予測する必要がある。本評価では、上記資料をベースに、現在の発電コストを得、将来の軽水炉発電コストをFBR発電コストの現時点と将来発電コストとの予測値から推計することとする。

※ 原子力委員会第16回新計画策定会議の審議において、近年のIAEAによる発電電力量見通しも参考にすべきとの委員コメントがあり、IAEAの低めの需給シナリオを評価した。

4. 評価の前提条件

4.1 解析ケース

解析ケースの設定にあたっては、まず FBR の導入ケースを想定し、リファレンスとなるケースを定め、次に比較ケース(感度解析)を行う範囲として主要なパラメータの解析範囲を設定した。

世界規模で FBR を導入した場合の効果を求めるケース（以下、世界の評価ケース）と、日本国内に限定したケース（以下、日本の評価ケース）について、投資効果を評価する上で主要なパラメータとなるものは、①FBR 導入規模、②発電コスト、③割引率であるため、これら３つのパラメータを軸に解析ケースを設定した。

なお、解析した FBR サイクルは、実用化戦略調査研究の候補概念の中で、中間評価時点で比較的有望概念と考えられるナトリウム冷却大型炉－MOX 燃料－先進湿式再処理－簡素化ペレット燃料製造のケースである。

4.1.1 世界の評価ケース

(1) FBR 導入規模

世界の評価ケースの FBR 導入量は、世界エネルギー需給シナリオとして 3.2.3(1)で触れたように、世界エネルギー会議の環境主導シナリオ(IIASA/WEC C2 シナリオ)による原子力発電電力量に基づき、別途、諸量評価によって求めた FBR の導入規模（発電設備容量）をリファレンスケースとした。また、比較ケース(感度解析)としては、原子力発電電力量の比較において下限に位置する IAEA の低位ケース(Low Estimate)のシナリオを基に、別途、諸量評価により求めた FBR の導入規模を用いた。ここで、FBR の本格導入開始年を 2050 年と想定すれば、FBR の発電設備容量は、IIASA/WEC C2 シナリオのケースが最大 2750GWe、IAEA の低位ケースのシナリオが最大 1814GWe となる。

(2) FBR 発電コスト

FBR 発電コストは、実用化戦略調査研究で実施してきた設計に基づく発電コストを用いた評価ケース(ケース 1)をリファレンスとした。感度解析として、3.1.3 の世界の評価ケースにおける効果の基本的考え方で述べたように、一つは FBR 導入時の発電コストを軽水炉と FBR は同等という仮定をおいたケース(ケース 2)を、また、実用化戦略調査研究で実施してきたコスト評価に基づき算定される発電コストの算定過程において FBR の建設費を 50%増しにしたケース(ケース 3)の３つのケースを比較した。ケース１は、FBR の発電コストは軽水炉よりも安くできるという設計研究をいかしたケース(軽水炉より安い)であり、ケース２は、FBR 導入時点では発電コストに差はなく同程度であろうと想定するケース(軽水炉と同等)であり、ケース３は、炉建設費の不確かさを考慮して設計ベースの５割り増し(軽水炉より高い)を想定したものである。

ケース 1：実用化戦略調査研究での設計に基づく FBR の発電コストを想定した場合
ケース 2：FBR の導入時点（2050 年）の軽水炉と同等の発電コストを想定した場合
ケース 3：ケース 1 の試算において、FBR の建設費を 50%増とした場合

(3) 割引率

割引率は、長期の費用便益分析を行なう際には、設定値により結果を大きく左右する。今回の解析では、最近の日本経済の低成長・低インフレが今後も継続すると予測した 2%を想定したが、この 2%という値は、原子力委員会技術検討小委員会の報告書[22]において核燃料サイクルのコストを算定する上でもリファレンスとしているものであり、本評価においても同じ値をリファレンスとした。また、その前後の 1%～3%および、割引率を考慮しない 0%のケースについても感度解析を行った。

FBR を世界に導入した場合の解析ケースを表 4.1.1 に示す。FBR 発電コストをパラメータとしたケース 1～ケース 3 のリファレンスケースと、表 4.1.2 に示す割引率や FBR 導入規模をパラメータとした 10 ケースの感度解析を行った。

表 4.1.1 世界の評価のリファレンス解析ケース

解析ケース名	FBR 発電コスト	FBR 導入規模	割引率
ケース 1	実用化戦略調査研究の設計値	2750GWe IIASA/WEC-C2 （2050 年導入開始）	2%
ケース 2	FBR 導入時の軽水炉と同等		
ケース 3	設計値の炉建設費 50%増		

表 4.1.2 世界の評価の感度解析ケース

No.	解析ケース名	FBR 導入規模	FBR 発電コスト	割引率
W1	ケース 1-0%	2750GWe IIASA/WEC-C2 （2050 年導入開始）	実用化戦略調査研究の設計値	0%
W2	ケース 1-1%			1%
W3	ケース 1-2%			2%
W4	ケース 1-3%			3%
W5	ケース 2-0%		FBR 導入時の軽水炉と同等	0%
W6	ケース 2-1%			1%
W7	ケース 2-2%			2%
W8	ケース 2-3%			3%
W9	ケース 3		設計値の炉建設費 50%増	2%
W10	IAEA-Low	1814GWe IAEA-Low Estimate※ （2050 年導入開始）	FBR 導入時の軽水炉と同等	2%

※IAEA-Low Estimate ：IAEA が予測した 2030 年までの原子力導入量（低位ケース）を基に、2030 年以降の原子力導入量に IIASA/WEC-C2 ケースの上昇率を適用したもの。

4.1.2 日本の評価ケース

(1) FBR 導入規模

日本の評価ケースの FBR 導入量は、2050 年から FBR の本格導入を想定し、全量再処理するケースとして、発電電力量 58GWe のシナリオとした。なお、本シナリオは、次期原子力長期計画の第 9 回新計画策定会議(2004 年 10 月 7 日) [23] にて報告された FBR 導入シナリオ評価の①－b 全量再処理の条件に合わせたものである。

(2) FBR 発電コスト

世界の評価ケースと同様な考え方に基づき、以下の 3 つのケースをリファレンスとして比較する。

ケース 1 ：実用化戦略調査研究での設計に基づく FBR の発電コストを想定した場合

ケース 2 ：FBR の導入時点（2050 年）の軽水炉と同等の発電コストを想定した場合

ケース 3 ：ケース 1 の試算において、FBR の建設費を 50%増とした場合

(3) 割引率

世界の評価ケースと同様、2%をリファレンスとして、0～3%まで振った感度解析を行った。

日本国内のみに FBR を導入した場合の解析ケースを表 4.1.3 に示す。FBR 発電コストをパラメータとしたケース 1～ケース 3 のリファレンスケースと、表 4.1.4 に示す割引率や FBR 導入規模をパラメータとした 11 ケースの感度解析を行った。

表 4.1.3 日本の評価のリファレンス解析ケース

解析ケース名	FBR 発電コスト	FBR 導入規模	割引率
ケース 1	実用化戦略調査研究の設計値	58GWe 全量再処理 FBR 移行※ （2050 年導入開始）	2%
ケース 2	FBR 導入時の軽水炉と同等		
ケース 3	設計値の炉建設費 50%増		

※次期原子力長期計画の第 9 回新計画策定会議(2004 年 10 月 7 日)にて報告された FBR 導入シナリオ評価の①－b 全量再処理の条件に合わせたもの。

表 4.1.4 日本の評価の感度解析ケース

No.	解析ケース名	FBR 導入規模	FBR 発電コスト	割引率
J1	ケース 1-0%	58GWe 全量再処理 FBR 移行※ (2050 年導入開始)	実用化戦略調査研究の設計値	0%
J2	ケース 1-1%			1%
J3	ケース 1-2%			2%
J4	ケース 1-3%			3%
J5	ケース 2-0%		FBR 導入時の軽水炉と同等	0%
J6	ケース 2-1%			1%
J7	ケース 2-2%			2%
J8	ケース 2-3%			3%
J9	ケース 3		設計値の炉建設費 50%増	2%
J10	ケース 1-2030	58GWe 全量再処理 FBR 移行※ (2030 年導入開始)	実用化戦略調査研究の設計値	2%
J11	ケース 2-2030		FBR 導入時の軽水炉と同等	

※次期原子力長期計画の第９回新計画策定会議(2004 年 10 月 7 日)にて報告された FBR 導入シナリオ評価の①ーb 全量再処理の条件に合わせたもの。

4.2 解析条件

4.1 で示した解析ケースの具体的な前提条件(主要なパラメータの設定)を表 4.2.1 に示す。

表 4.2.1 主要なパラメータの設定

項目		設定値	備考
解析期間		2004 年～2200 年	
割引率		2 (0, 1, 3) %	
FBR 導入開始時期		2050 年	日本の評価ケースでは、2030 年 FBR 導入開始も評価
FBR 導入規模	世界	最大 2750GWe	IIASA/WEC-C2 シナリオを元に設定
		最大 1814GWe	IAEA Low Estimate シナリオを元に設定
	日本	最大 58GWe	長計①-b 全量再処理シナリオで軽水炉のリプレースにより FBR に移行ケースを元に設定
稼働率	世界	70%	軽水炉・FBR ともに 70%と設定
	日本 FBR	92.8% 94.6%	(資源重視型炉心) (経済性重視型炉心)
	軽水炉	90.0%	
代替電源シナリオ	軽水炉	100%	軽水炉発電がすべて FBR 発電に置き換わるという想定
発電効率	軽水炉	34.5%	
天然ウラン価格		5400 円/kgU	2004 年上半期の平均価格
天然ウラン価格上昇率		年間 1.46% 年間 1.06%	FBR 非導入時 FBR 導入時
エネルギーショック	発生確率	0.1 回/年	10 年に 1 回
	価格上昇率	143%	燃料価格が平常時の 2.43 倍
CO_2 発生量		―	軽水炉と FBR は同等と仮定
SOX 発生量		―	軽水炉と FBR は同等と仮定
NOX 発生量		―	軽水炉と FBR は同等と仮定
事故による死亡率		―	軽水炉と FBR は同等と仮定

※ ( ) 内は感度解析の条件。

(1) 計算開始年および計算終了年

計算開始年は、評価時点の 2004 年からとし、実用化戦略調査研究の FBR の導入シナリオ検討において標準的な解析期間としている 2200 年までを FBR 導入による効果の集計期間とした。

(2) FBR 導入開始年

長計策定会議の導入シナリオ評価に合わせて 2050 年に設定した。また、日本の評価ケースにおいては、2030 年導入開始のケースも感度解析として実施した。

(3) 割引率

超長期の現在価値換算においては、便益に大きな影響を及ぼすと考えられるパラメータであるため、2%をリファレンスとして、0～3%まで振った感度解析を行った。

(4) エネルギーショック発生確率

エネルギーショック発生確率は、実用化戦略調査研究フェーズⅡの中間報告[5]と同様、過去のエネルギーショックの発生確率から設定したものを用いた。

図 4.2-1 に示す原油価格の推移[24]を過去 30 年について概観すると、CIF 価格で毎年平均 8～9%程度は上昇していることになる。しかし、この上昇分はほとんどが

・第一次オイルショック（72～74 年）
・第二次オイルショック（79～80 年）
・湾岸戦争（90 年）

による「ジャンププロセス」によって説明される※。つまり、大胆に想定するとおおむね 10 年に 1 回の割合でエネルギーショックに相当する事象が起きていることとなる。そこで、エネルギーショックの発生確率は 0.1 回／年と設定した。

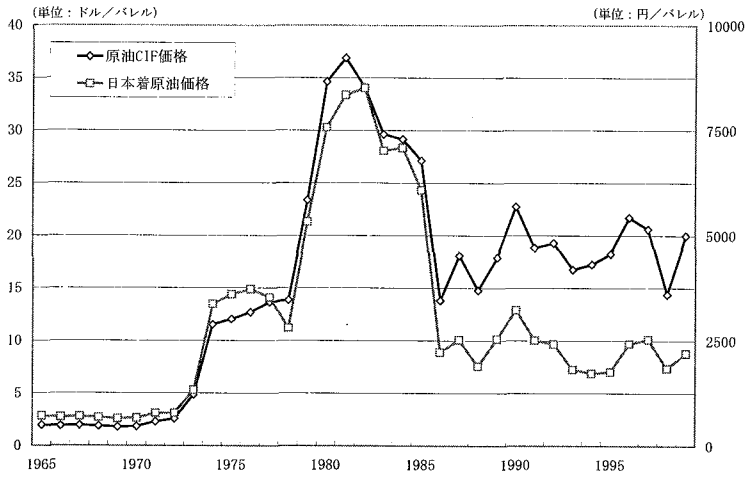


図 4.2-1 原油価格の推移

出所：(財)日本エネルギー経済研究所「エネルギー経済統計要覧」を基に作成

(5) エネルギーショック価格上昇率の設定

エネルギーショック価格上昇率は、実用化戦略調査研究フェーズⅡの中間報告と同様に、表

※ 2000 年以降の原油価格は上昇傾向にあるため上昇率の設定からは除いているが、10 年に 1 回の発生確率は想定できる。

4.2.2 に示す、過去のエネルギーショック時の原油価格上昇率の平均とした。

表 4.2.2 過去3回のエネルギーショック時における燃料価格の変化

事象	おおまかな上昇幅	上昇率※	平均
第一次オイルショック（72～74 年）	4 ドル→12 ドル	200%	143%
第二次オイルショック（79～80 年）	12 ドル→36 ドル	200%	
湾岸戦争（90 年）	17 ドル→22 ドル	30%	

※年平均でみた上昇率を示す。

(6) FBR 導入規模および軽水炉導入規模

解析に用いた FBR 導入量および非代替分の軽水炉導入量（世界の評価ケースのみ）を図 4.2-2~図 4.2-5 に示す。

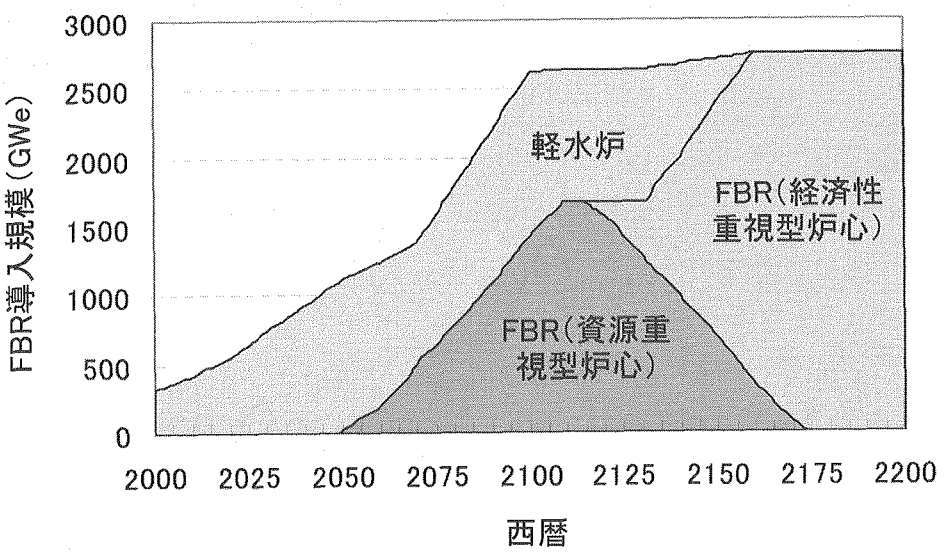


図 4.2-2 世界(IIASA/WEC-C2)ケースの FBR 導入規模と軽水炉導入規模

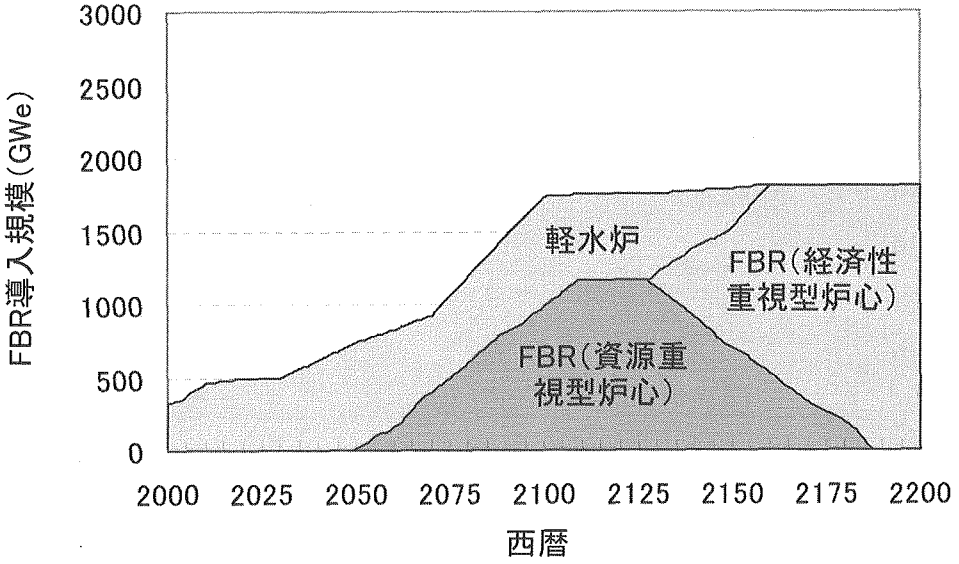


図 4.2-3 世界(IAEA-Low Estimate)ケースの FBR 導入規模と軽水炉導入規模

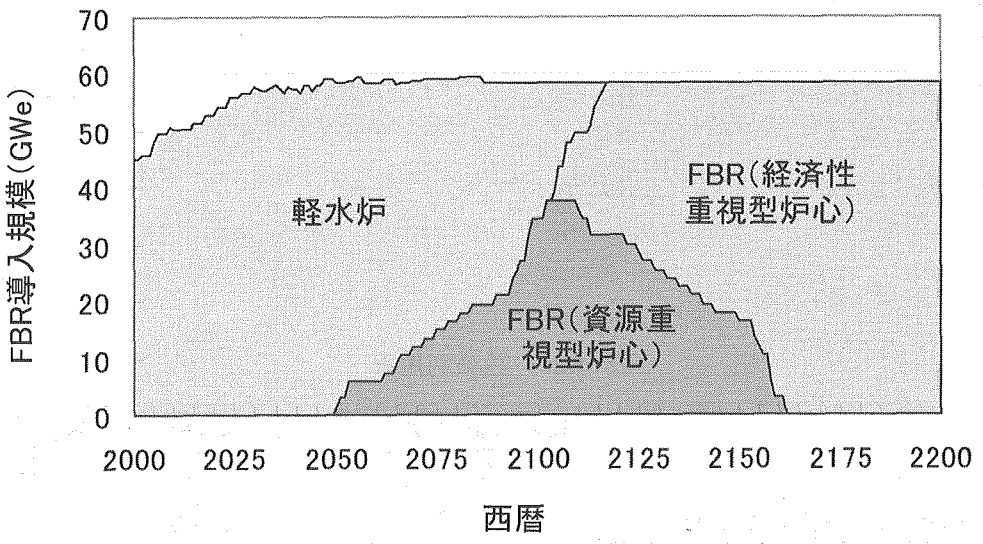


図 4.2-4 日本(①-b 全量再処理 FBR 移行)ケースの FBR 導入規模

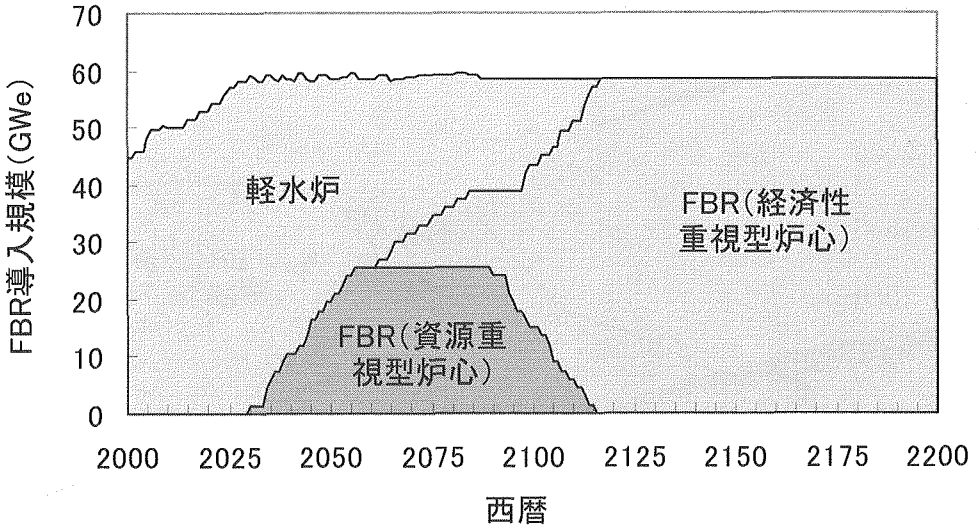


図 4.2-5 日本(①-b 全量再処理 FBR 移行 2030 年導入開始)ケースの FBR 導入規模

(7) 稼働率

発電設備容量から発電電力量を求めるために使用する原子炉の稼働率は、世界の評価ケースについては 70%とし、日本の評価ケースについては実用化戦略調査研究の解析で使用している設計値とした。

解析に使用した稼働率を表 4.2.3 に示す。

表 4.2.3 設備利用率

	日本の評価ケース	世界の評価ケース
軽水炉	90.0%	70%
FBR（資源重視型炉心）	92.8%	70%
FBR（経済性重視型炉心）	94.6%	70%

(8) 軽水炉代替割合

FBR を代替する電源の割合は、FBR の導入は軽水炉のリプレースであると考え、軽水炉が 100%代替するとした。

(9) 現在の天然ウラン価格

TradeTech 社の 2004 年 1 月～10 月の長期契約の天然ウラン価格 [25]を平均した $18.89/lb$U_3O_8$ から現在（2004 年）の天然ウラン価格を約 5,400 円/kgU と設定した。(2004

年上半期の平均為替レート＝110 円/$)

(10) 天然ウラン価格最大値

コスト区分と需要量から設定した天然ウランの燃料価格上昇率を西暦2200年まで適用させた場合、西暦 2200 年の天然ウラン価格は 70 万円/kgU 以上に上昇することになり、軽水炉の発電原価は 30 円/kWh 以上となる。

しかし、日本原子力研究所等で研究が進められている、海水からウランを収集する技術が確立した場合、天然ウラン価格が無制限に上昇することは考えにくい。

そこで、Generation-IV における検討を参考にして、海水ウランの収集コストに対応したウラン価格 22000 円/kgU（1$=110 円）をウラン価格上限値として設定した。

(11) 天然ウラン価格上昇率

将来の天然ウラン価格を想定するため、Uranium2003 [26] に示された天然ウランのコスト区分毎の存在量と、実用化戦略調査研究の諸量解析で求めた天然ウラン累積需要量を元に、FBR 導入時および FBR 非導入時の天然ウラン価格上昇率を想定した。

想定した天然ウラン価格上昇率を表 4.2.4 に示す。

表 4.2.4 天然ウラン価格上昇率(2050 年時点)

	日本の評価ケース	世界の評価ケース
FBR 導入時	1.46%	1.18%
FBR 非導入時	1.46%	1.46%

(12) 将来軽水炉発電コスト

実用化戦略調査研究の FBR 導入シナリオ解析で用いられている将来軽水炉（燃焼度 60000MWd/t の ABWR）を対象に発電コスト解析ツール「FCC-EX」を用いて将来軽水炉の発電コストを算出した。

FCC-EX で解析するための入力データの収集が困難な世界の将来軽水炉発電コストについては、現在の日本と世界の発電コストの比と、日本の現在と将来の発電コストの比を用いて世界の軽水炉発電コストを設定した。詳細は 4.3 で解説する。

解析に使用した将来軽水炉発電コストを表 4.2.5 および図 4.2-6 に示す。

表 4.2.5 将来軽水炉発電コスト(2050 年時点)

	日本の評価ケース	世界の評価ケース
軽水炉発電コスト (2050 年)	4.0 円/kWh	3.0 円/kWh

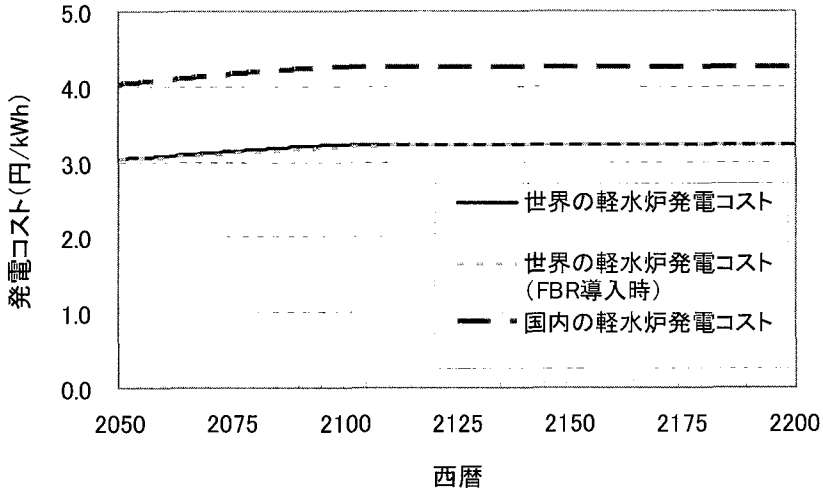


図 4.2-6 軽水炉発電コストの推移(2050 年~2200 年)

(13) FBR の発電コスト

FBR の発電コスト算定にあたっては、実用化戦略調査研究フェーズⅡの中間評価時点において有望な候補概念と考えられる「ナトリウム冷却大型炉－酸化物燃料－先進湿式再処理－簡素化ペレット燃料製造)」の資源重視型炉心（高増殖）と経済性重視型炉心（低増殖）のケースに基づいた。また、FBR の発電コストをパラメータとした解析を行うため、4.1.1(2)および 4.1.2(2)で述べた通り、以下の 3 ケースについての値も設定した。

ケース 1：実用化戦略調査研究の設計値の FBR 発電コスト
ケース 2：FBR の導入時点（2050 年）で軽水炉と同等の FBR 発電コスト
ケース 3：炉建設費 50%増の FBR 発電コスト

解析に使用した FBR 発電コストを表 4.2.6 および図 4.2-7 に示す。

表 4.2.6 FBR 発電コスト

	日本の評価ケース		世界の評価ケース	
	資源重視型炉心	経済性重視型炉心	資源重視型炉心	経済性重視型炉心
ケース 1:実用化戦略調査研究の設計値	3.0 円/kWh	2.6 円/kWh	2.5 円/kWh	2.2 円/kWh
ケース 2:FBR 導入時の軽水炉と同等	4.0 円/kWh	4.0 円/kWh	3.0 円/kWh	3.0 円/kWh
ケース 3:設計値の炉建設費 50%増	3.8 円/kWh	3.4 円/kWh	3.3 円/kWh	3.0 円/kWh

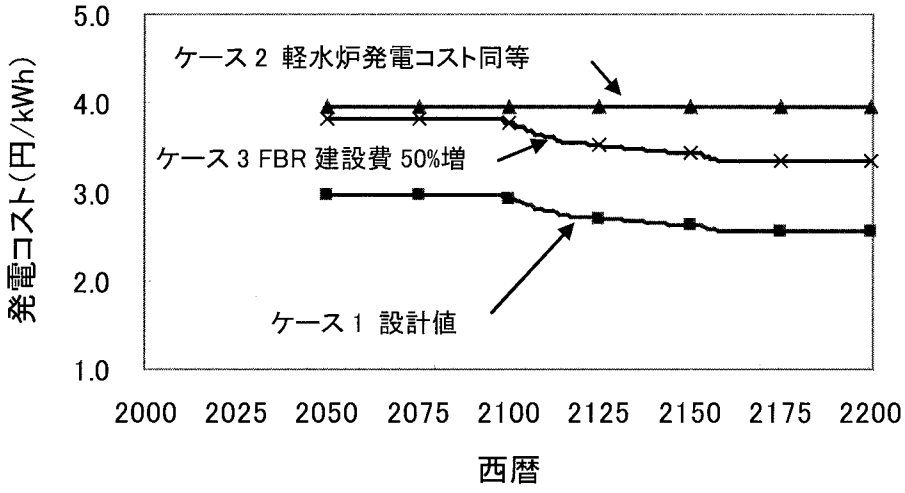


図 4.2-7 FBR 発電コストの推移(日本の評価ケース)

なお、世界に導入される FBR の発電コストについては、軽水炉の発電コストにおける日本と世界の比率を日本の FBR 発電コストに適用させることで想定した。詳細は 4.3 で解説する。

4.3 解析条件として推定したパラメータの詳細

4.3.1 FBR 導入量の算定

(1) 世界における FBR 導入規模

1998 年の世界エネルギー会議（IIASA/WEC）の原子力発電電力量予測[10] における C2 ケース（環境重視シナリオ、以下「IIASA/WEC-C2 ケース」と記述する）について、ならびに、IAEA が予測した 2030 年までの原子力発電電力量[16]における低位ケース（Low Estimate）を基に 2030 年以降は IIASA/WEC-C2 ケースと同じ傾向で上昇すると想定したケース（以下、「IAEA-Low Estimate ケース」と記述する）についてサイクル諸量評価を実施して、FBR の導入開始年を 2050 年とする FBR の導入規模を算出した。計算に使用した世界の原子力発電電力量を図 4.3-1 に、前提条件を表 4.3.1 に示す。

発電設備容量については、2003 年までは実績値とし、IIASA/WEC-C2 ケースについては、2010 年、2020 年、2030 年、2050 年、2070 年、2100 年の各ポイントは原子力発電電力量を原子炉稼働率 70%として換算した数値として、その他の年は内挿することにより設定した。IAEA-Low Estimate ケースについては、2010 年、2020 年、2030 年の各ポイントは原子力発電電力量を原子炉稼働率 70%として換算した数値、2050 年、2070 年、2100 年の各ポイントは 2030 年の原子力発電電力量に IIASA/WEC-C2 ケースの原子力発電電力量の上昇率を適用させ、さらに原子炉稼働率 70%として換算した数値として、その他の年は内挿することにより設定した。また、2100 年以降は 2100 年の規模が継続すると想定した。

IIASA/WEC-C2 ケースと IAEA-Low Estimate ケースの 2100 年の発電設備容量は約 2,750GWe、約 1,810GWe となり、各々2000 年時点の約 7.6 倍、約 5.0 倍となった。

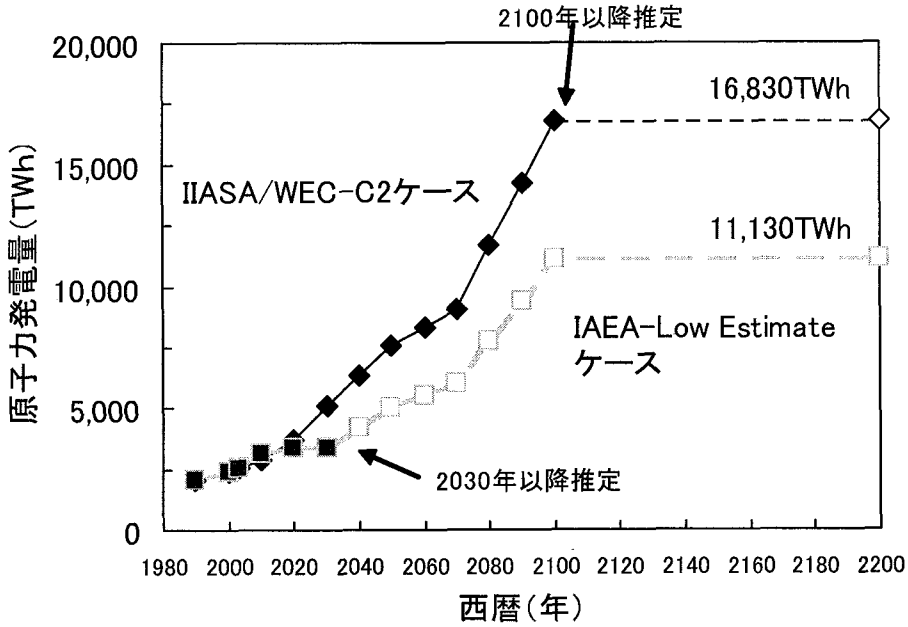


図 4.3-1 FBR 導入量算定の基とした世界の原子力発電設備容量

表 4.3.1 世界における FBR 導入規模算定の前提条件(1/2)

解析条件		設定値	備　考
発電設備容量		・IIASA/WEC-C2ケースの原子力発電電力量(TWh)を稼働率70%で換算、2100年以降は2100年時点の規模が継続すると想定。(但し、2002年までは実績値) ・IAEAの2030年まで予測Low Estimateケースの原子力発電電力量(TWh)を稼働率70%で換算、2030年以降はIIASA/WECのC2ケースと同じ上昇率を適用、また、2100年以降は2100年時点の規模が継続すると想定。(但し、2003年までは実績値)	・IIASA/WEC:"GLOBAL ENERGY PERSPECTIVES",1998 ・IAEA:"Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030"(July 2004 Edition) ・2003年までの実績値:日本原子力産業会議:"世界の原子力発電開発の動向 2003年次報告-2003年12月31日現在-"
炉外サイクル時間	LWR、HWR	4年(取出燃料の冷却3年、再処理0.5年、燃料加工0.5年)	
	FBR	5年(取出燃料の冷却4年、再処理0.5年、燃料加工0.5年)	
炉寿命		全炉型60年	「Gen-4 Fuel Crosscut Group」Chapter3を参考
炉特性データ	BWR	2029年まで新設、燃焼度45,000MWd/t、所内率3.5%	・FBRはNa大型炉MOX燃料(実用化戦略調査研究フェーズⅡ中間評価より引用) ・FBRは、LWRおよびHWRのリプレース炉として導入する。プルトニウムバランスによりFBRが導入できない場合はLWRおよびHWRをリプレース炉とする。 ・低増殖炉は増殖性能が必要なくなる時期以降に導入。(高増殖炉を導入しても、低増殖炉と同じ導入ペースを保てる場合、増殖性能が必要ないと判断する)
	ABWR	2030年以降導入、燃焼度60,000MWd/t、所内率4.5%	
	PWR	2029年まで新設、燃焼度49,000MWd/t、所内率3.5%	
	APWR	2030年以降導入、燃焼度60,000MWd/t、所内率4.5%	
	HWR	燃焼度8,330MWd/t(CANDU)、所内率5.8%	
	FBR	高増殖炉:増殖比1.16、燃焼度146,000MWd/t、所内率4.7%	
		低増殖炉:増殖比1.04、燃焼度151,000MWd/t、所内率4.7%	
炉の稼働率		70%	
濃縮施設		処理能力の制限なし	
燃料加工施設		処理能力の制限なし	
再処理施設	LWR	2049年まで:計画値(～2004年:4,100t/年、2005～2009年:4,400～4,500t/年、2010～2029年:4,900t/年、2030～2049年:3,400t/年) 2050年以降:冷却後全量再処理(但し全量再処理開始初期時はそれまでのSF貯蔵量を全て処理することによるピークを発生させない程度に数千トン×約20～40年の規模で導入)	2049年までのLWR再処理はOECD/NEAの「Nuclear Energy Data 2003」および「Nuclear Energy Data 2004」を元に設定。
	LWR-MOX	FBR導入開始年以降20～40年間で処理	
	HWR	なし	
	FBR	冷却後全量再処理	

表 4.3-1 世界における FBR 導入規模算定の前提条件(2/2)

解析条件		設定値	備　考
ロス率	LWR、HWR	濃縮0%、転換0.5%、加工0.1%、再処理約0.5%	・LWR(HWR)転換は「THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE」OECD/NEA 1994、LWR再処理は「JNC TN8400 99-085高レベル放射性廃棄物ガラス固化体のインベントリ評価」より引用。 ・FBRは実用化戦略調査研究フェーズⅡ中間評価より引用。
	FBR	加工0.1%、再処理0.1%(計算上は0.004%)	
テイル濃度		0.30%	
回収ウラン利用		有	
計算開始年以前の使用済燃料量		190,000トンHM (BWR:38,000トンHM、PWR:133,000トンHM、HWR:19,000トンHM)	「WORLD INVENTORY OF PLUTONIUM AND HIGHLY ENRICHED URANIUM 1992」を元に設定
計算開始年以前の核兵器解体プルトニウム		95トンPuf	核兵器の解体から発生するプルトニウム100トンPu(fissilel率95%)より
計算開始年以前のテイルウラン量		1,347,000 トン(1997年末現在)	米国原子力情報サービス「Ⅰ.余剰濃縮設備を活用した劣化ウラン利用の可能性」,1999年6月(No.225)を元に設定
高濃縮ウラン(HEU)		天然ウラン換算:171,000 tU 計算ツールの都合上、天然ウランの節約分として取り扱う	米国原子力情報サービス「Ⅱ.2020年までの世界のウラン供給 二次供給への依存が続く見通し」,1999年2月(No.221)を元に設定
計算開始年稼動炉の炉型割合及び廃止年		計算開始年稼動炉(約350GWe)の炉型割合は、BWR:PWR:HWR=2:7:1とし、廃止までの寿命は、0～60年で一様に分布しているものとする。	炉型割合は、International Symposium on Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategy: Adjusting to New Realities, IAEA, (1997.6)の「Key Issue Paper-1」を元に設定
新設炉型割合	BWR	FBRを除いた20%	International Symposium on Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategy: Adjusting to New Realities, IAEA, (1997.6)の「Key Issue Paper-1」を元に設定。ガス炉等その他の炉型は無視する。
	PWR	FBRを除いた70%	
	HWR	FBRを除いた10%	
	FBR	Puバランスに基づいて導入	
プルサーマル導入量		2002、2003年までは実績、それ以降は実績を元にBWRとPWRの割合1:9でPuバランスに基づいて導入。FBR導入開始時までの導入とする。	2003年までの実績値:日本原子力産業会議:"世界の原子力発電開発の動向 2003年次報告-2003年12月31日現在-"
対象期間		2000年～2200年	
計算ツール		FAMILY-EX	

注):HWR:Heavy Water Reactor(重水炉)

IIASA/WEC-C2 ケースと IAEA-Low Estimate ケースの FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果を図 4.3-2、図 4.3-3 に示す。

IIASA/WEC-C2 ケースについて、2050 年以降、軽水炉および重水炉のリプレース炉として FBR を導入した結果(プルトニウムバランスにより FBR を導入できない場合は軽水炉および重水炉を導入)、2100 年時点の導入規模は約 1,430GWe と全体のおおよそ半分となり、2160 年に軽水炉・重水炉サイクルから FBR サイクルへの移行が完了となった。なお、2115 年頃からは増殖性能の必要がなくなり、高増殖炉から低増殖炉へ切り替わっている。天然ウラン累積需要量は約 2,410 万 tU で飽和となり、これは在来型資源[23] の 1.8 倍に相当する。また、軽水炉サイクルについては、濃縮役務容量は最大約 16 万 tSWU、燃料製造容量は最大約 2.2 万 tHM、再処理容量は最大約 2.6 万 tHM を要し、重水炉については燃料製造容量最大約 1.4 万 tHM を要する。FBR サイクルについては、燃料製造容量は最大約 2.2 万 tHM、再処理容量は最大約 1.9 万 tHM を要する。全体では、燃料製造容量最大 5.3 万 tHM ならびに再処理容量最大 4.3 万 tHM となる。使用済燃料については、FBR への移行完了後、重水炉分について約 140 万 tU の貯蔵となる。

一方、IAEA-Low Estimate ケースは、2050 年以降、軽水炉および重水炉のリプレース炉として FBR を導入した結果、導入ペースについては IIASA/WEC-C2 ケースとおおむね変わらず、2100 年時点の導入規模は約 980GWe で全体のおおよそ半分となり、2160 年に軽水炉・重水炉サイクルから FBR サイクルへの移行が完了となった。なお、2130 年頃からは増殖性能の必要がなくなり、高増殖炉から低増殖炉へ切り替わっている。天然ウラン累積需要量は約 1,270 万 tU で飽和となり、これは在来型資源の 9 割に相当する。また、軽水炉サイクルについては、濃縮役務容量は最大約 8.3 万 tSWU、燃料製造容量は最大約 1.2 万 tHM、再処理容量は最大約 1.9 万 tHM を要し、重水炉については燃料製造容量最大約 9,000 tHM を要する。FBR サイクルについては、燃料製造容量は最大約 1.6 万 tHM、再処理容量は最大約 1.4 万 tHM を要する。全体では、燃料製造容量最大 3.2 万 tHM ならびに再処理容量最大 2.3 万 tHM となる。使用済燃料については、FBR への移行完了後、重水炉分について約 90 万 tU の貯蔵となる。

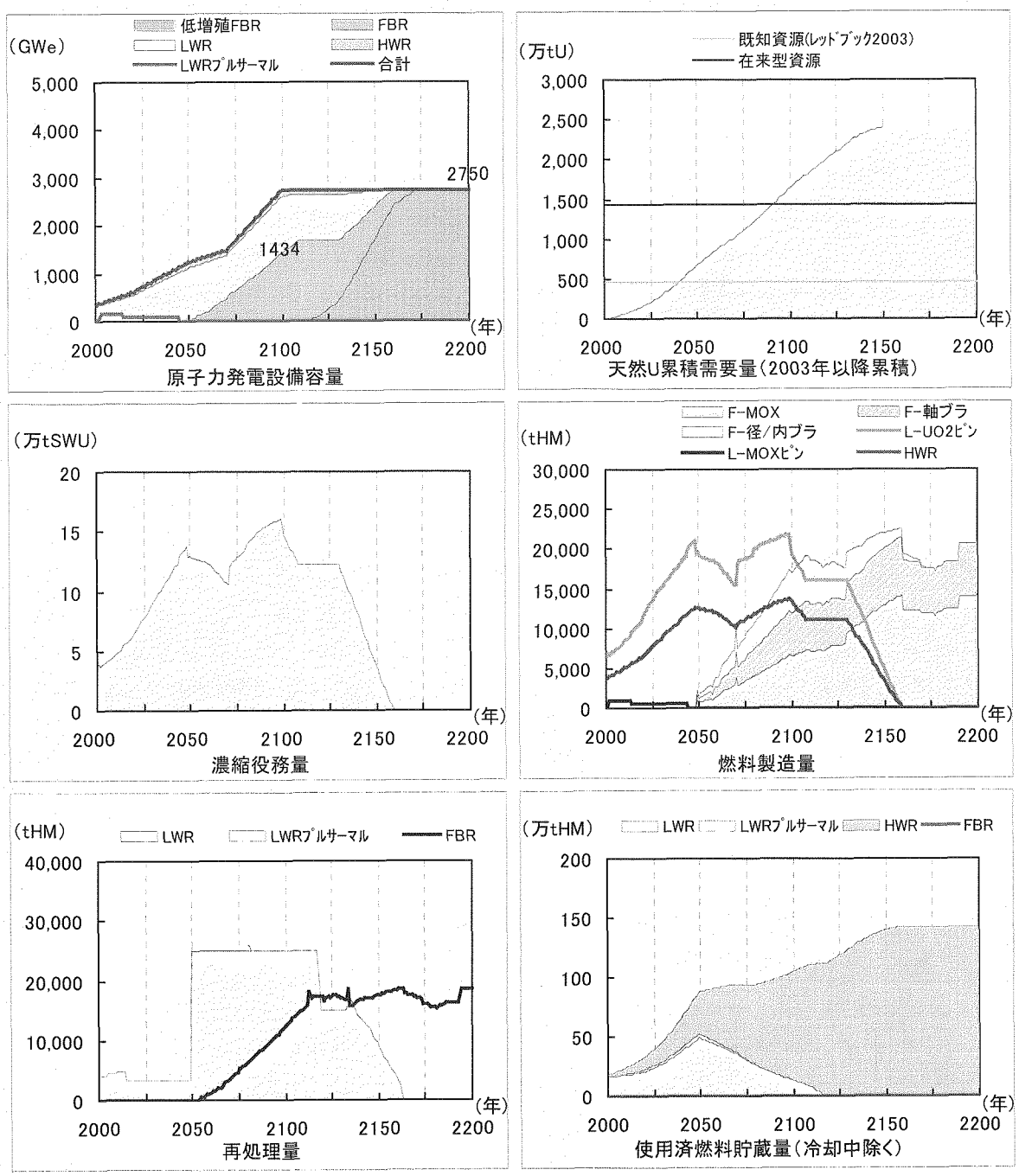


図 4.3-2 IIASA/WEC-C2 ケースの FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果

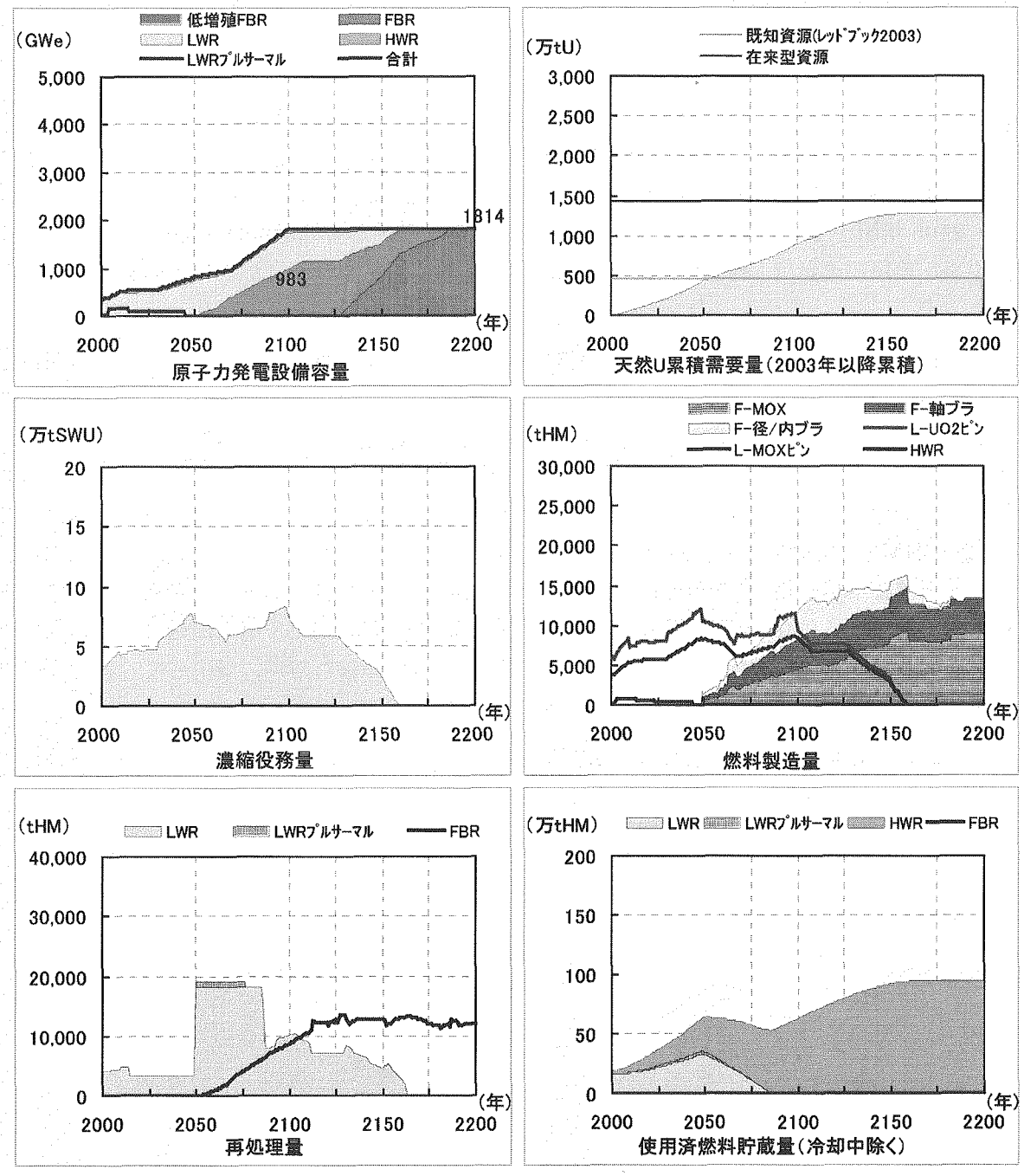


図 4.3-3 IAEA-Low Estimate ケースの FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果

(2) 日本における FBR 導入規模

日本国内についても同様にサイクル諸量評価を実施して、2050 年から FBR を導入した場合の導入規模を算出した。

発電設備容量は、平成 16 年に総合資源エネルギー調査会需給部会で公表されたエネルギー需給展望[27] を参考に、2030 年まで約 58GWe まで伸び、その後は一定容量で推移するものとした。計算に使用した前提条件を表 4.3.2 に、FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果を図

4.3-4 に示す。

主なサイクル諸量評価結果は次のとおりである。

2050 年から導入される FBR は、導入開始直後にプルトニウムの供給が追いつかず一部のリプレース炉に軽水炉が新設されるものの、おおむね本格導入開始から 1 回のリプレースで新設されることにより、移行期間 67 年を経た 2117 年に国内の発電設備容量 58GWe 全てが FBR となる。なお、2105 年頃からは増殖性能の必要がなくなり、高増殖炉から低増殖炉へ切り替わっている。天然ウラン累積需要量は、約 83 万 tU で飽和し、その後は天然ウラン資源の輸入の必要がなくなる。

軽水炉再処理は、800tHM/y 規模で使用済燃料がなくなるまで継続することにより、第四再処理工場の運転開始（2125 年頃）から 20 年程度経過した 2145 年までの処理となる。FBR 再処理は、2040 年に 50tHM/y と 2055 年に 200tHM/y でそれぞれ運転を開始する初期施設において、使用済 FBR 燃料と使用済軽水炉 MOX 燃料（プルサーマル燃料）を処理し、初期施設以降（2060 年以降）については必要容量を求めたところ、2100 年までは初期施設のリプレースのみ（合計 200～250tHM/y）で対応可能、2100 年以降は最大 600tHM/y となった。濃縮施設は、国内において六ヶ所濃縮工場規模（1,500tSWU/y）の 2110 年頃までの継続、海外委託量も 2100 年頃まで継続して最大約 5,000tSWU/y 弱程度となる。燃料製造施設は、FBR 導入開始までの軽水炉ウラン燃料と軽水炉 MOX 燃料合わせて約 1,200tHM/y 程度から移行時期に減少して、移行完了以降は FBR 燃料約 500～600tHM/y と半減する。

使用済燃料貯蔵量は、2100 年頃に約 3.2 万 tHM でピークとなり、軽水炉から FBR へ移行するに伴い減少して 2200 年には約 4,000 tHM となる。

表 4.3.2 日本における FBR 導入規模算定の前提条件

項目		想定条件
原子炉システム	軽水炉	燃焼度 4 万 MWd/t 台：2049 年までの新設炉対象、稼働率 85% 燃焼度 6 万 MWd/t 台：2050 年以降の新設炉対象、稼働率 90%
	プルサーマル	六ヶ所回収プルトニウムにより約 16GWe 導入
	FBR	Na 冷却大型炉 MOX 燃料：燃焼度 15 万 MWd/t、増殖比 1.16（高増殖炉）、1.04（低増殖炉）、稼働率 90%（設計上は 93%）、マイナーアクチニド添加率の上限 5%
	炉稼動期間	軽水炉ならびに FBR ともに 60 年
炉外時間	軽水炉	4 年（炉外冷却 3 年、再処理 0.5 年、加工・装荷 0.5 年）、（炉内滞在 4.5 年程度）
	FBR	5 年（炉外冷却 4 年、再処理 0.5 年、加工・装荷 0.5 年）
工程ロス率	軽水炉	転換 0.5%、燃料加工 0.1%、再処理約 0.5%、HLW からのマイナーアクチニド回収ロス 0.1%
	FBR	燃料加工 0.1%、再処理 0.1%
再処理施設	軽水炉	東海：2001 年～2005 年 40t/y、2006 年廃止
		六ヶ所：処理量は 2005 年～2008 年の計画値を模擬、2009 年以降 800t/y、2047 年廃止
		第二再処理：800t/y、マイナーアクチニド回収を想定（回収したマイナーアクチニドは FBR 燃料に添加して燃焼）
	FBR	FBR の導入規模に応じて年間処理量 50t、200t 規模のユニットで増強を図る。
	施設稼動期間	軽水炉再処理ならびに FBR 再処理とも 40 年
その他		軽水炉使用済燃料回収テイルウランの再濃縮利用を想定

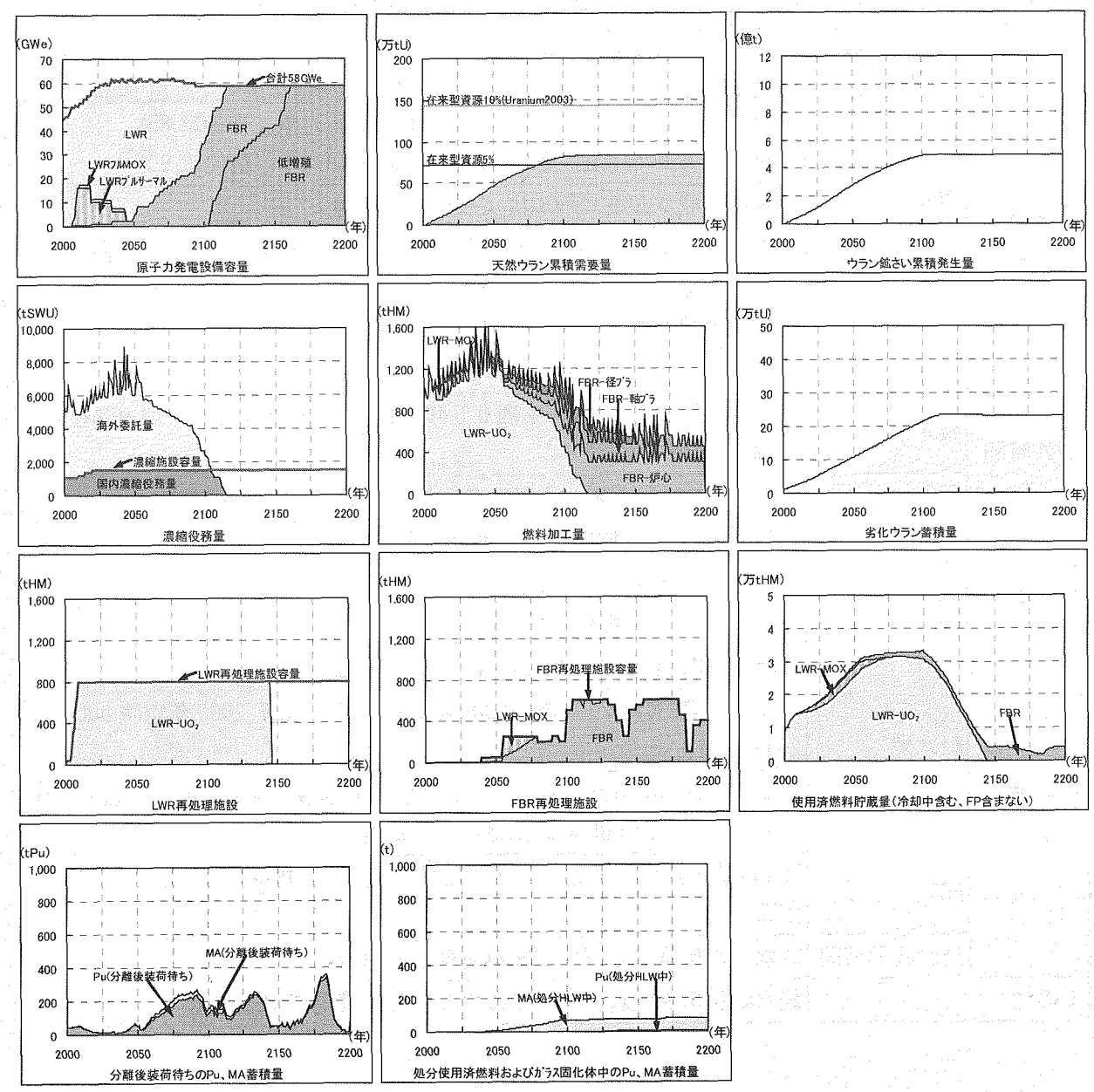


図 4.3-4 日本における FBR 導入規模をはじめとするサイクル諸量評価結果

4.3.2 天然ウラン価格上昇率の算定

天然ウラン価格の上昇率を予測した例は短期的な予測が多く、投資対効果評価で対象としている 2200 年までという超長期的な予測をした文献が見当たらない。そこで、表 4.3.3 に示す OECD/NEA,IAEA による「Uranium2003」(通称レッドブック) [26] にて報告されている天然ウランの資源量と生産コストの関係と、IIASA/WEC による世界のエネルギー需給予測の発電設備容量を基に諸量評価ツール「FAMILY-EX」による解析で求めた WEC-C2 ケースにおける天然ウラン需要量(図 4.3-5)から、図 4.3-6 に示すように、2004 年を開始点としてコスト区分が$50/lbU3O8 ($130/KgU) に達する年までの上昇率を算出した。

表 4.3.3 天然ウラン資源量と生産コストの関係(Uranium 2003 年度版)

生産コスト (／kgU) 下段 (／lbU308)	$40 以下 $15 以下	$80 以下 $31 以下	$130 以下 $50 以下	区分なし	合計
確認資源 (万 t)	173	246	317		317
推定追加資源-1 (万 t)	79	108	142		142
推定追加資源-2 (万 t)		147	225		225
期待資源 (万 t)			444	310	754
合計 (万 t)	252	501	1128	310	1438

OECD/NEA, IAEA「Uranium 2003」のデータより作成。

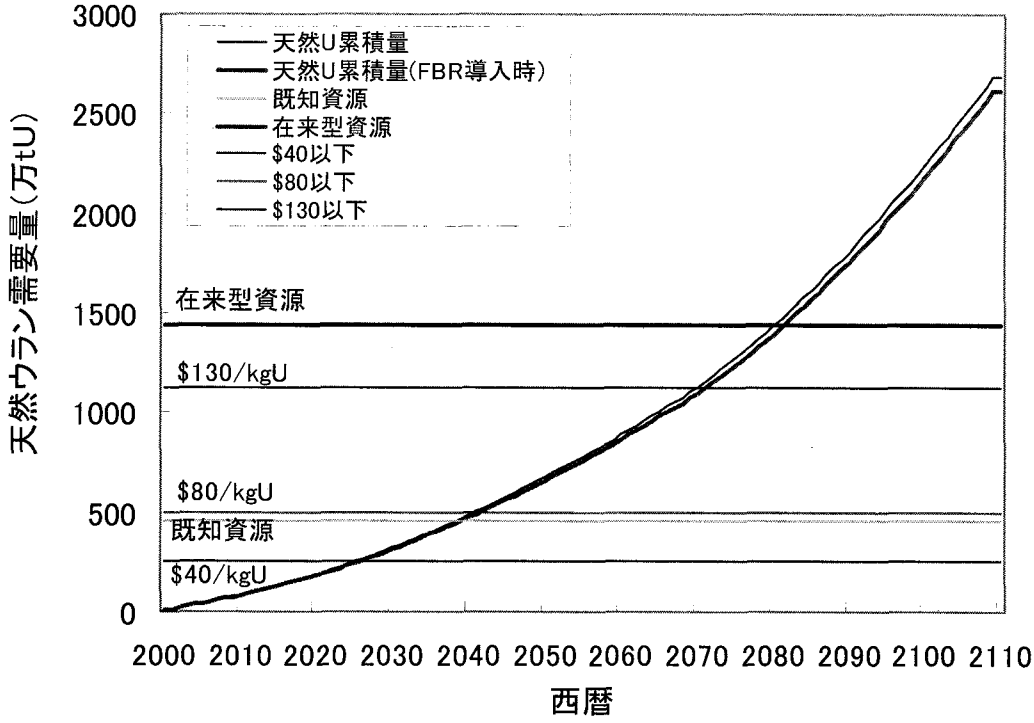


図 4.3-5 IIASA/WEC-C2 ケースの天然ウラン累積需要量と生産コスト区分

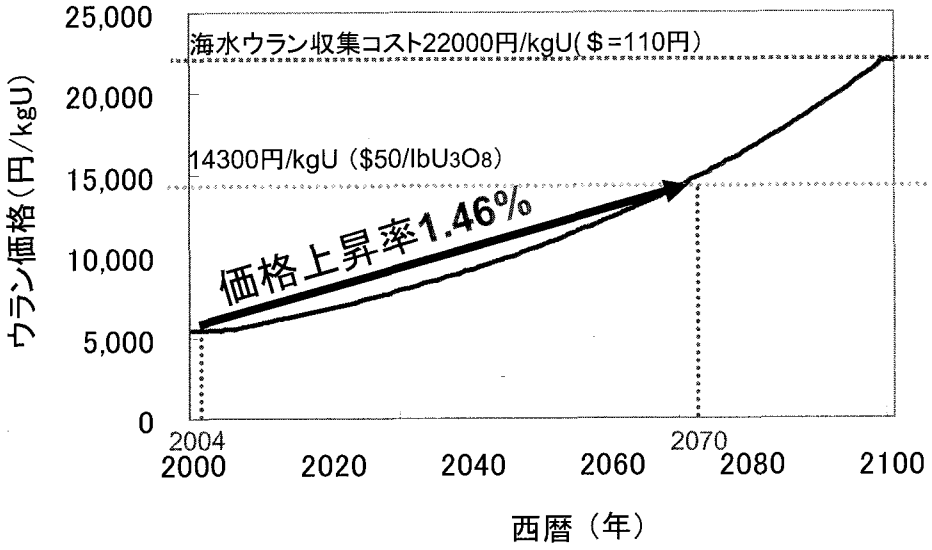


図 4.3-6 天然ウラン累積需要量と生産コスト区分から求めた価格上昇率

4.3.3 発電コストの算定

3.2.3(2)で述べたように、FBR 導入想定時期 2050 年とすれば、世界の将来(2050 年時点)の軽水炉発電コストと FBR 発電コストについては、現存する参照すべきデータがないことから、これを推計するために以下のような仮定を行った。

- 日本における現在と将来の発電コストの増減率は、世界においても同じ比率とする仮定

  日本の現在の軽水炉発電コストと将来発電コストの増減比率を、世界の現在の軽水炉発電コストに掛けて、世界の将来の軽水炉発電コストを算出する。

- 日本と世界における現在の軽水炉発電コストの比率は、将来の日本と世界の FBR 発電コストにおいても同じ比率とする仮定

  日本の現在の軽水炉発電コストと、算出された世界の現在の軽水炉発電コストとの間の比率は、FBR においても同等と考え、この比率を日本の将来の FBR 発電コストに掛けて、世界の将来の FBR 発電コストを算出する。

このような考え方の基に、具体的な発電コストの推計方法を次に述べる。

(1) 世界の将来軽水炉発電コストの推計方法

世界の将来軽水炉発電コストを推計する手順を図 4.3-7 に示す。

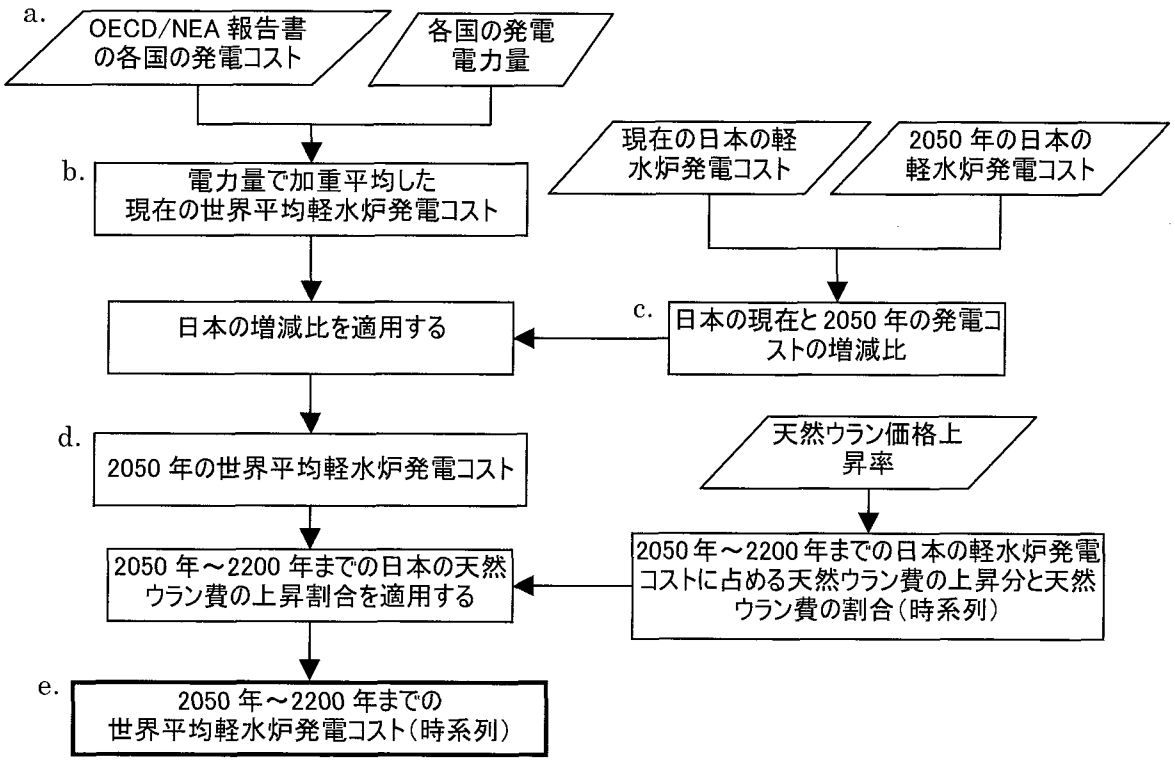


図 4.3-7 世界の将来軽水炉発電コスト推計の手順

世界の原子力発電コストは、現状あるデータとして、表 4.3.4 に示す OECD／NEA の推計した発電コスト、すなわち「発電コスト(上)1998 年版　日本原子力産業会議」の表１５をベースとする。これは、2005～2010 年までに商業利用が可能になるとみられる発電所までが想定の対象となっている。現在の世界の軽水炉発電コストとしては、この推計値を用いる。

表 4.3.4 各国の原子力発電コストと発電電力量

国　名	資本費（ミル/kWh）	運転費（ミル/kWh）	燃料費（ミル/kWh）	発電コスト（ミル/kWh）	発電電力量（kWh）	割合
米国	18.20	8.86	6.22	33.28	79945912	34%
フランス	17.39	6.77	8.07	32.24	43968779	18%
日本	24.91	16.84	15.71	57.45	40760630	17%
ロシア	18.85	4.45	3.58	26.88	16029132	7%
韓国	16.83	9.60	4.27	30.70	19843839	8%
カナダ	17.57	7.21	2.35	27.12	8424660	4%
スペイン	22.21	8.14	10.69	41.04	6329941	3%
中国	15.03	6.46	6.14	27.62	6759976	3%
インド	19.16	6.07	7.59	32.82	7851238	3%
フィンランド	22.01	7.95	7.32	37.28	3602217	2%
ブラジル	19.22	7.34	6.59	33.15	2286090	1%
ルーマニア	15.75	11.54	4.55	31.84	2758314	1%

全世界の平均発電コストとするため、表 4.3.4 中の原子力コストを算定してある国すべてを対象とした１２カ国の平均をとる。平均値を算定する際、各国の発電電力量に対する加重平均をとり、世界の現在の平均発電コストとする。

2050 年（FBR 導入想定時期）の将来の軽水炉発電コストを想定するために、日本の発電コストの現時点と 2050 年の予測値との増減比率を求める。この比率は、内訳構成(資本費、運転費、燃料費)ごとに算出する。なお、表 4.3.4 の世界ケースの発電コストは割引率 5%の値であるため、日本の発電コストの算定では同じ 5%で算出した。

得られた日本の増減比率 c.を、全世界の平均発電コスト b.に掛けて(資本費、運転費、燃料費ごとに算出)、世界の将来の軽水炉平均発電コストを算出する(表 4.2.5)。

4.3(2)で予測した天然ウラン価格上昇率を基に、将来、天然ウラン価格が上昇していった場合の日本の軽水炉発電コストを時系列（2050 年～2200 年）で求め、軽水炉発電コストに占める、天然ウラン費の割合と時系列の上昇割合を求め、それを d.で求めた世界の将来軽水炉発電コストに適用し、2050 年～2200 年までの世界の将来軽水炉発電コストを算出する（図 4.2-6）。

(2) 世界の FBR 発電コストの推計方法

世界の FBR 発電コストを推計する手順を図 4.3-8 に示す。

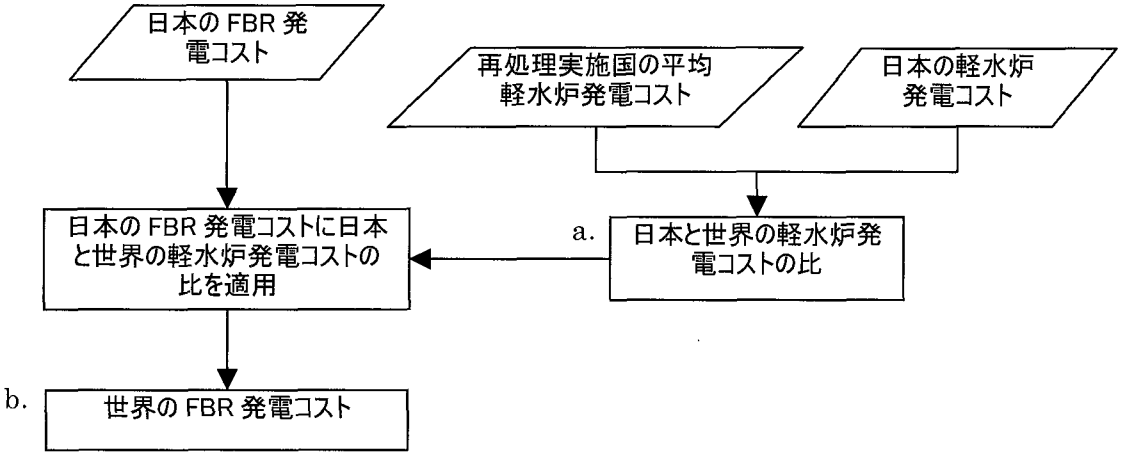


図 4.3-8 世界の FBR 発電コスト推計の手順

表 4.3.4 の各国の原子力発電コストから、日本の現在の軽水炉発電コストと、世界の現在の軽水炉発電コストとの比率を求める。この比率は、内訳構成(資本費、運転費、燃料費)ごとに算出する。ここで、世界の現在の軽水炉発電コストは、表 4.3.4 中でワンススルーのケースは除くこととし、燃料サイクルとしてリサイクル(再処理路線)を考慮している国(炉型)のみを参照する。その結果、3 カ国(日・仏・中)の平均となる(表 4.3.5)。

表 4.3.5 世界(再処理 3 カ国)平均と日本の原子力発電コストの比

	資本費 (ミル/kWh)	運転費 (ミル/kWh)	燃料費 (ミル/kWh)	発電コスト (ミル/kWh)
世界(再処理 3 カ国)平均	20.54	11.18	11.45	43.16
日本	24.91	16.84	15.71	57.45
世界/日本	82.4%	66.4%	72.9%	75.1%

日本の将来の FBR 発電コストの予測値の内訳構成(資本費、運転費、燃料費)に、a.で得られた比率を掛け、世界の将来の FBR 発電コストを算出する。なお、世界の将来の FBR 発電コストは、FBR 資源重視型炉心(高増殖)と FBR 経済性重視型炉心(低増殖)の 2 つについてそれぞれ推計する。

以上の発電コストの推計方法により算定した結果を表 4.3.6 に示す。

表 4.3.6 解析に用いた FBR 発電コスト

	日本の評価ケース		世界の評価ケース	
	資源重視型炉心	経済性重視型炉心	資源重視型炉心	経済性重視型炉心
ケース 1 実用化戦略調査研究の設計値	3.0 円/kWh	2.6 円/kWh	2.5 円/kWh	2.2 円/kWh
ケース 2 FBR 導入時の軽水炉と同等	4.0 円/kWh	4.0 円/kWh	3.0 円/kWh	3.0 円/kWh
ケース 3 設計値の炉建設費 50%増	3.8 円/kWh	3.4 円/kWh	3.3 円/kWh	3.0 円/kWh

5. 評価結果

4.1 節の解析ケースに対して、FBR 研究開発投資効果の評価結果を以下に述べる。5.1 節に世界の評価ケースの結果を、5.2 節に日本の評価ケースの結果を示し、それぞれにおいて、リファレンスケース及びリファレンスケースを軸とした感度解析の結果を比較した。感度解析においては、一つのパラメータの感度が分かるように、パラメータ変数を 1 つだけ変えた比較とした。

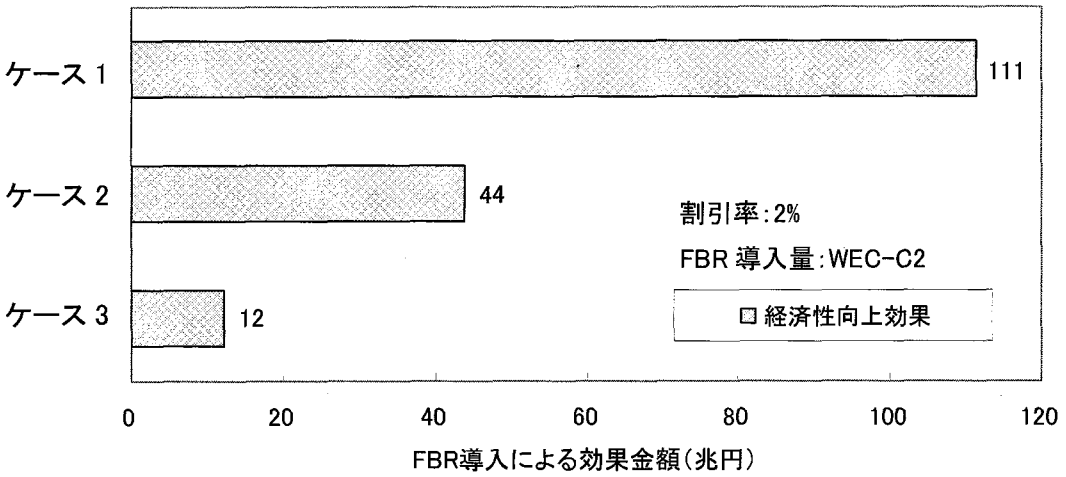
5.1 世界の評価ケースの結果

5.1.1 世界の評価ケースのリファレンスケースの結果

(1) リファレンスケース間の比較

リファレンスケースでは、IIASA/WEC-C2 シナリオを基にした FBR 導入量を対象に、割引率を 2%とし、3 つの考え方に基づく FBR の発電コストを想定した 3 つのケースを評価した。

図 5.1-1 に各ケース間の比較を、図 5.1-2～図 5.1-4 には効果額の各年の推移を示す。



ケース 1：実用化戦略調査研究での設計に基づく FBR の発電コストを想定した場合
ケース 2：FBR の導入時点（2050 年）の軽水炉と同等の発電コストを想定した場合
ケース 3：ケース 1 の試算において、FBR の建設費を 50%増とした場合

図 5.1-1 世界の評価－FBR 発電コストをパラメータとした効果の比較

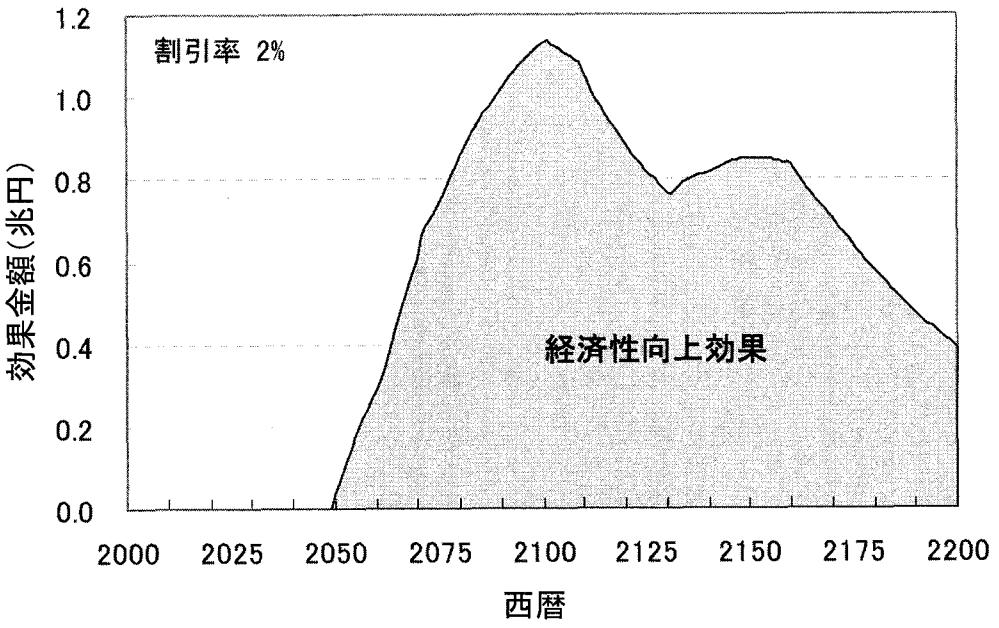


図 5.1-2 世界の評価ーケース 1 の効果の推移

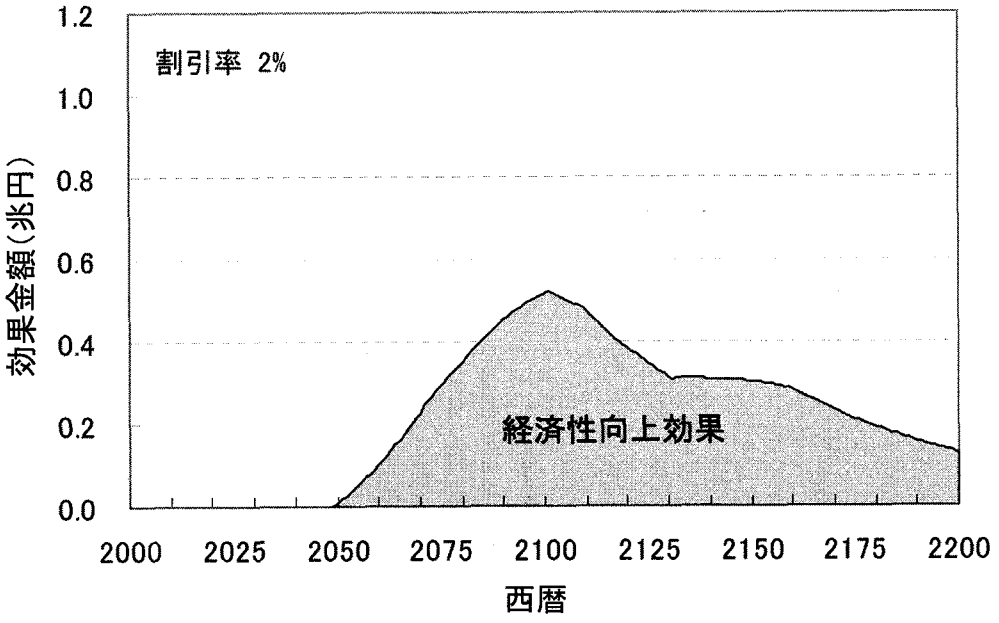


図 5.1-3 世界の評価ーケース 2 の効果の推移

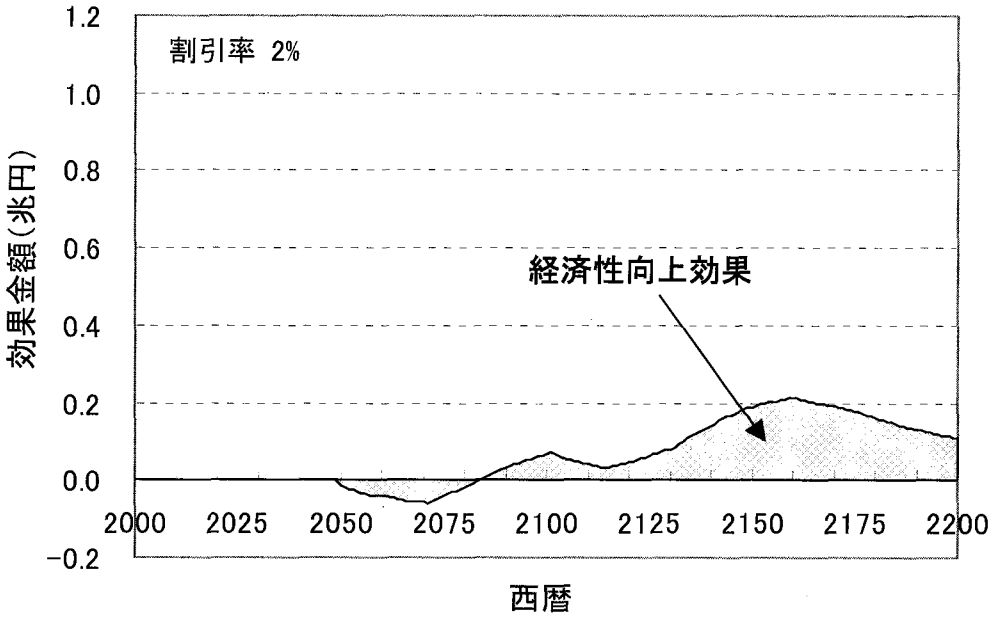


図 5.1-4 世界の評価ーケース 3 の効果の推移

図 5.1-1 からわかるように、世界に FBR を導入した場合の効果金額の試算結果は、FBR の発電コストの想定によって異なり、約 12～111 兆円となった。

それぞれの FBR 発電コストのケースについて結果を見てみると、ケース 1 の実用化戦略調査研究での設計に基づく発電コストを想定した場合では、FBR の発電コストが軽水炉の発電コストを下回ることと、FBR 導入により軽水炉の天然ウランの需要量が減るため、ウラン燃料価格上昇による発電コスト上昇を回避できる効果により、約 111 兆円の効果が期待できる結果となった。

ケース 2 の FBR の導入時点の軽水炉と同等の発電コストを想定した場合では、将来の天然ウラン価格の上昇分だけ、FBR 発電コストが軽水炉の発電コストを下回ることと、FBR の導入により軽水炉による天然ウランの需要が減るため、ウラン燃料価格上昇による発電コスト上昇を回避できる効果により、約 44 兆円の効果が期待できる結果となった。

ケース 3 の FBR の建設費を 50%増と想定した場合では、図 5.1-4 からわかるように、FBR 導入開始時点では、FBR の発電コストが軽水炉の発電コストを上回るため、効果はマイナスとなるが、その後のウラン燃料価格上昇による発電コスト上昇を回避できる効果により、約 12 兆円の効果が期待できる結果となった。

ケース間で効果総額に 1 桁の相違があることから、発電コストは、経済性向上効果の評価において大きく効いてくるパラメータであり、FBR と軽水炉のそれぞれの発電コストの設定は重要であることを示している。このため、ケース間の絶対値比較においては、両者の将来の発電コストをいかに適切に見積もるかということになるが、ある仮定が入らざるを得ないため、これを厳密に算定することは困難であろう。そこでケース 3 のように、FBR の建設費を 50%増と、かなり大きめの仮定を置いたケースを想定しており、相対的な幅として解釈したほうが

よいと思われる。ここで評価した 3 ケースの結果から分かるように、総体的にみて、世界全体の FBR 研究開発費を数兆円（日本の約 1 兆円の数倍と想定）と考えても、FBR の研究開発効果は十分得られることが示されたと言える。

5.1.2 世界の評価ケースの感度解析

(1) 割引率の比較

ケース 1 について、割引率をパラメータとして 0～3%に変化させた場合の経済性向上効果について試算した結果を図 5.1-5 に示す。ここで、割引率 2%がリファレンスとしたケースである。割引率 0%は、将来においても金銭価値が変わらないとしたケースである。

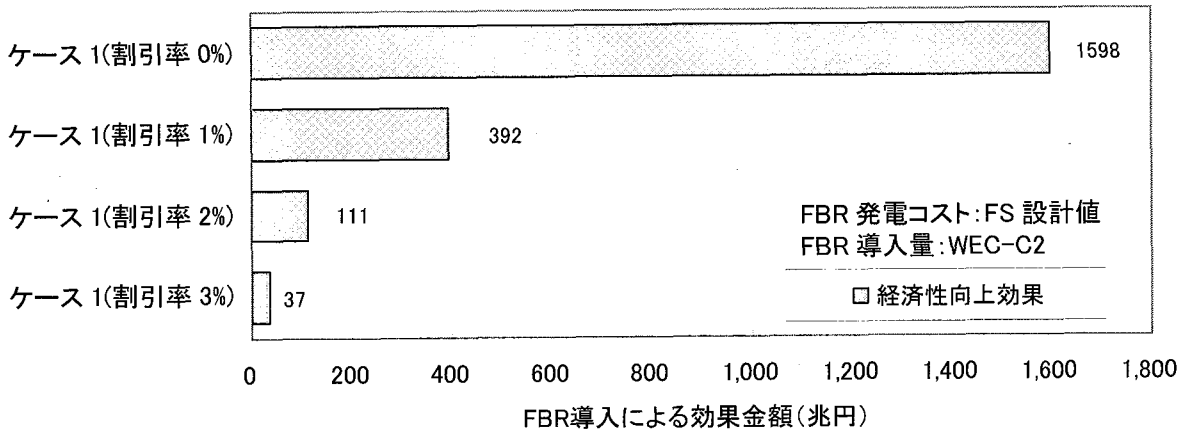


図 5.1-5 世界の評価－割引率をパラメータとした効果の比較(ケース 1)

ケース 1 について割引率をパラメータとして試算した結果は、図 5.1-5 に示すように、世界に FBR を導入した場合の効果金額は、約 37～1,598 兆円と大きな差が生じている。これは、解析期間を西暦 2200 年までの超長期間を対象としていることから、割引率の影響が大きく効いているためである。

リファレンスである割引率 2%のケースと割引率 3%のケースを比較すると、効果金額はリファレンスの 3 分の 1 に減少しているが、ケース 3 の FBR の建設費が 50%増となった場合の効果金額約 12 兆円より 3 倍以上大きく、設計通りの FBR の発電コストが達成できれば、割引率を 3%と設定しても十分に研究投資を上回る効果が期待できると考えられる。

ケース 2 についても同様に、割引率をパラメータとして 0～3%に変化させた場合の経済性向上効果について試算した結果を図 5.1-6 に示す。

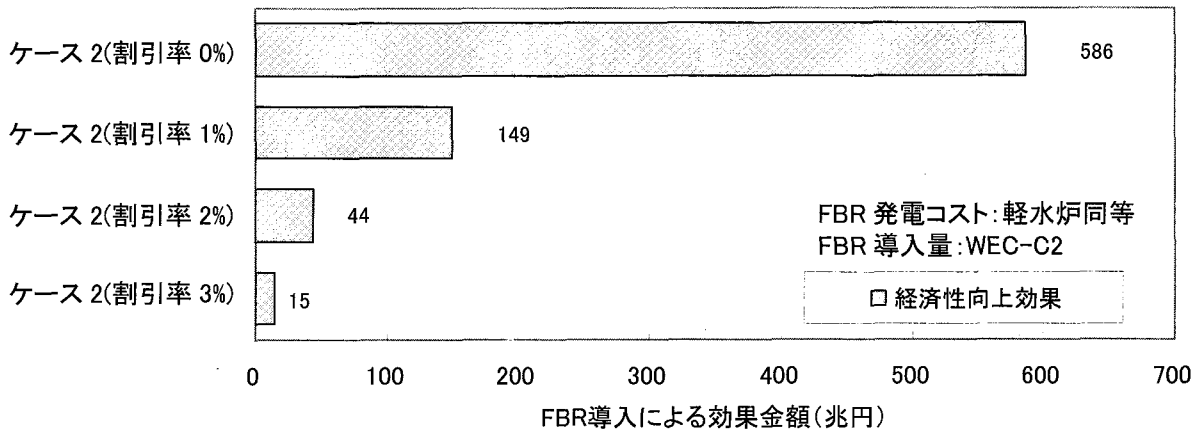


図 5.1-6 世界の評価ー割引率をパラメータとした効果の比較(ケース 2)

ケース 2 について割引率をパラメータとして試算した結果に関しても、ケース 1 の試算と同様な傾向となり、割引率 3%のケースでも、ケース 3 の FBR の建設費が 50%増となった場合の効果金額約 12 兆円を上回る。

超長期の解析において割引率は大きく影響するパラメータであることは言うまでもない。本感度解析では最大 3%の割引率を想定したが、超長期の解析を実施する際には 3%はやや大きめの値と考えられるものの、このような割引率で評価しても、FBR の研究開発効果は投資を上回る効果が得られることを示している。

(2) エネルギー需給シナリオ間の比較

世界エネルギー需給シナリオは、IIASA/WEC C2 シナリオに基づく発電電力量をリファレンスとしているが、比較ケースとして、IAEA の低位ケースシナリオに基づく発電電力量についても解析を行った。

今回の解析のリファレンスであるケース 2 の条件で試算した、IIASA/WEC-C2 ケースと IAEA 低位ケースの効果の比較を図 5.1-7 に示す。

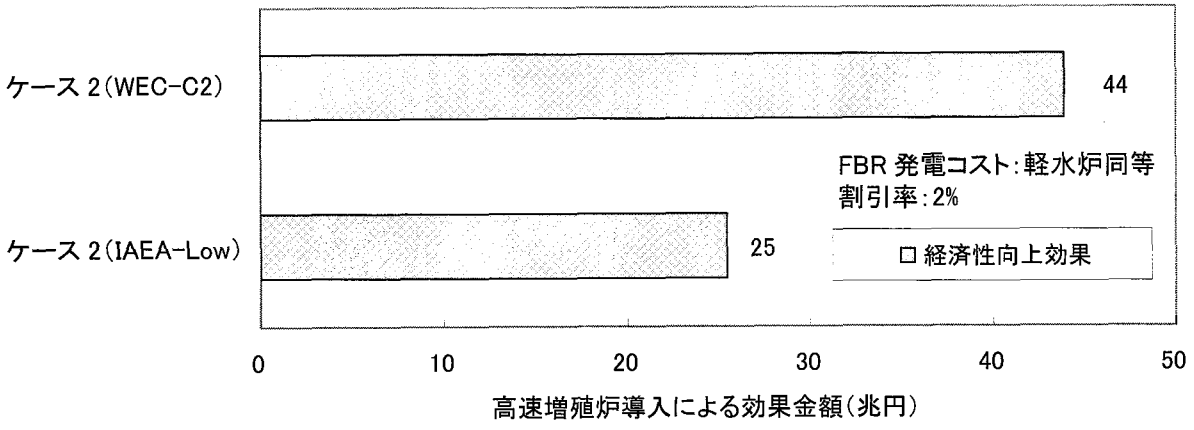


図 5.1-7 世界の評価－FBR 導入規模をパラメータとした効果の比較

発電設備容量が 2750GWe に達する IIASA/WEC-C2 のケースが約 44 兆円の効果に対し、1814GWe に留まる IAEA 低位ケースの効果は約 25 兆円となった。IAEA 低位ケースは、いくつかあるエネルギー需給シナリオの中でも原子力発電電力量を最も低く見積もっているケースとして評価したものであるが、この場合においても、FBR の研究開発効果は十分得られることが示されたと言える。

5.2 日本の評価ケースの結果

5.2.1 日本の評価ケースのリファレンス結果

リファレンスケースでは、世界の評価ケースと同様、割引率を 2%とし、3 つの考え方に基づく FBR の発電コストを想定した 3 つのケースを評価した。ただし、世界の評価ケースと効果対象が異なるところは、輸入削減効果としての外部経済性向上効果が含まれることである。

図 5.2-1 に各ケース間の比較を、図 5.2-2～図 5.2-4 には効果額の各年の推移を示す。

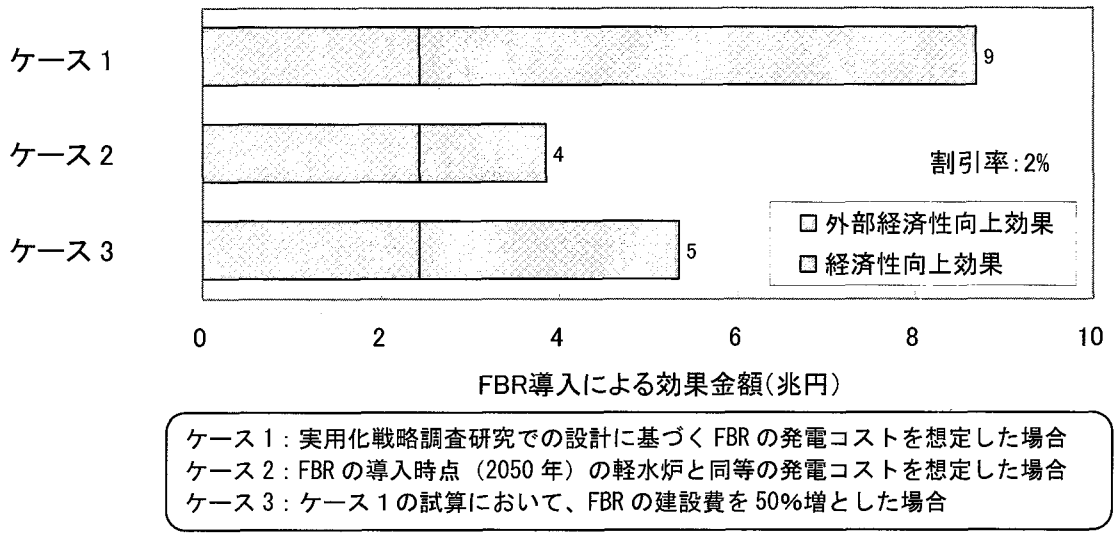


図 5.2-1 日本の評価－FBR 発電コストをパラメータとした効果の比較

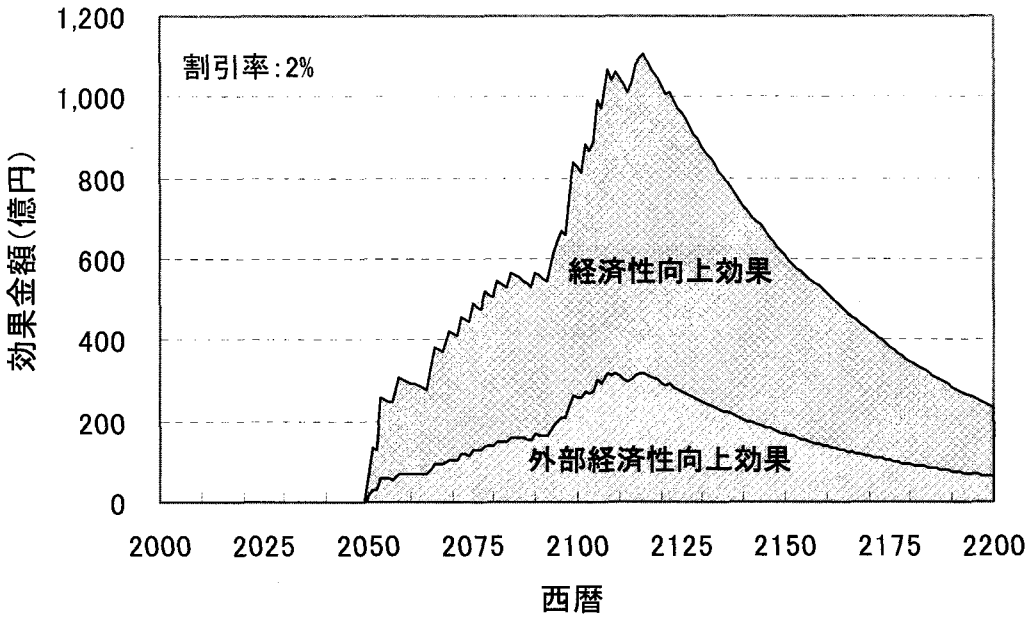


図 5.2-2 日本の評価－ケース 1 の効果の推移

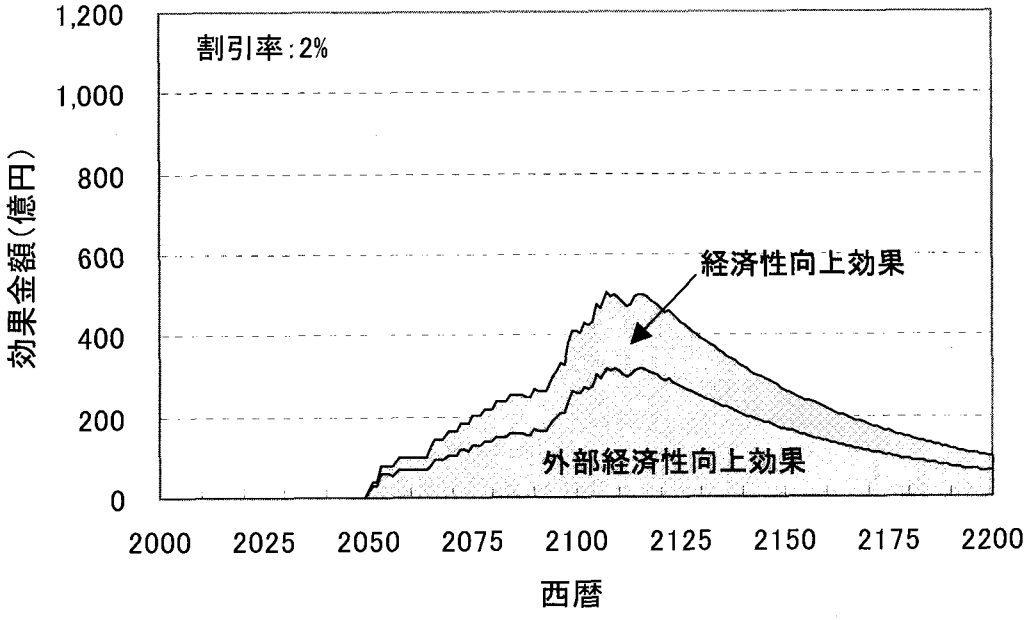


図 5.2-3 日本の評価ーケース 2 の効果の推移

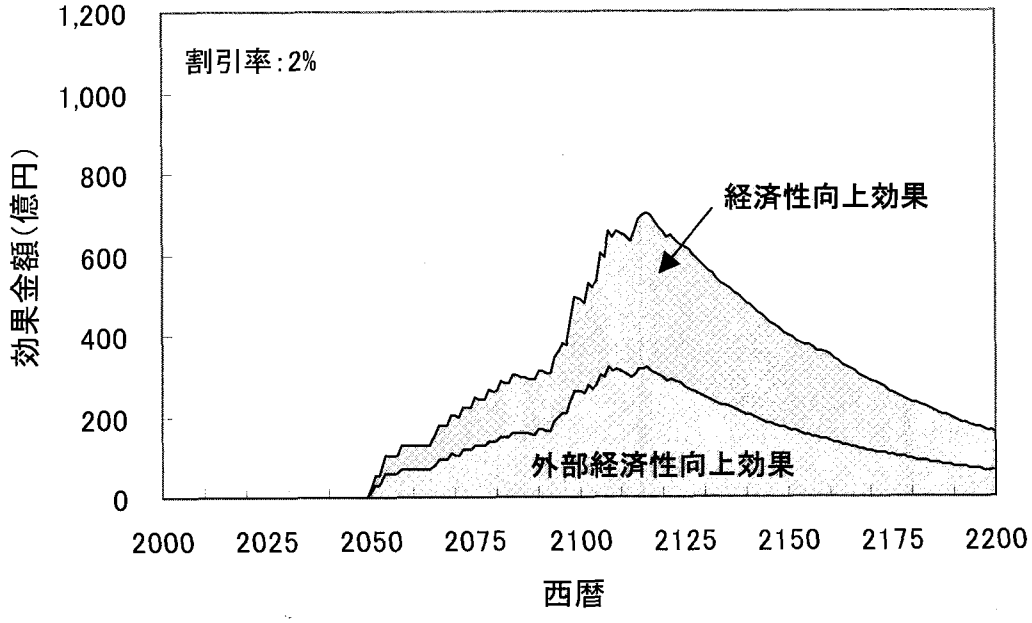


図 5.2-4 日本の評価ーケース 3 の効果の推移

図 5.2-1 からわかるように、日本のみに FBR を導入した場合の効果金額は、FBR の発電コストの想定によって異なるが、約 4～9 兆円となった。

それぞれのFBR発電コストのケースについて見てみると、ケース1では、効果金額約9兆円の内、経済性向上効果が約6.5兆円、天然ウラン輸入削減効果としての外部経済性効果が約2.5兆円となった。

ケース2では、効果金額約4兆円の内、経済性向上効果は約1.5兆円、外部経済性効果が約2.5兆円となった。

ケース3では、効果金額約5兆円の内、経済性向上効果は約2.5兆円、外部経済性効果が約2.5兆円となった。

世界の評価ケースと異なり、ケース2よりケース3の効果の方が大きくなっているのは、ケース3の解析に用いた建設費50%増のFBR発電コストの方が、ケース2で用いた軽水炉と同等のFBR発電コストより安いためである。

また、外部経済性効果がすべてのケースで約2.5兆円と同じ値となっているのは、天然ウラン輸入削減効果の評価において直接発電コストの相違には関係せず、評価に関係するFBR導入量など、FBRの発電コスト以外の条件が同じになっているためである。本結果から、日本の評価ケースにおいても、FBRの研究開発効果は十分得られることが示されたと言える。

5.2.2 日本の評価ケースの感度解析

(1) 割引率の比較

ケース1について、割引率をパラメータとして 0～3%に変化させた場合の経済性向上効果および外部経済性向上効果について試算した結果を図 5.2-5に示す。ここで、割引率2%がリファレンスとしたケースである。割引率0%は、将来においても金銭価値が変わらないとしたケースである。

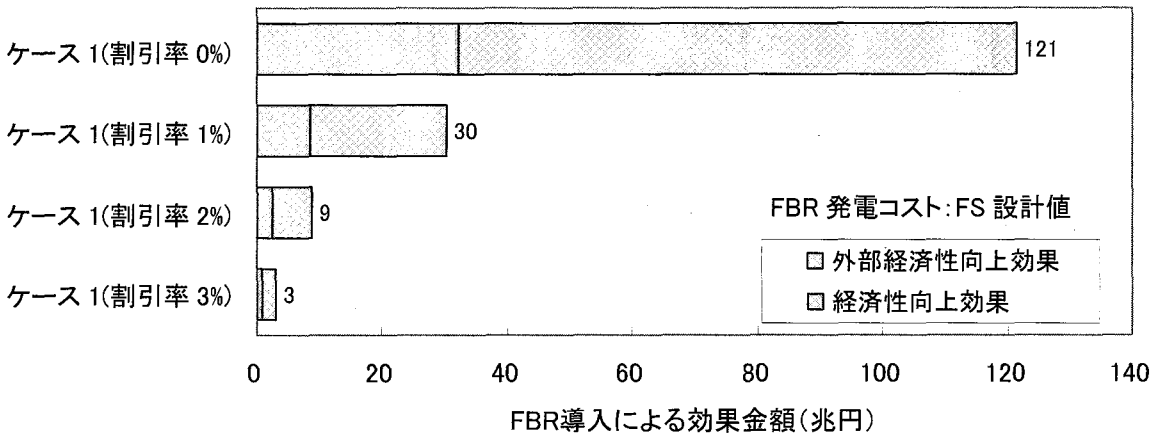


図 5.2-5 日本の評価ー割引率をパラメータとした効果の比較(ケース1)

ケース 1 について割引率をパラメータとして試算した結果は、解析期間を西暦 2200 年までの超長期間を対象としたため割引率の影響が大きく、図 5.2-5 に示すように、日本のみに FBR を導入した場合の効果金額は、約 3～121 兆円と差が生じた。

特に、割引率 3%のケースでは、ケース 2 の FBR の発電コストが軽水炉同等の場合や、ケース 3 の FBR の建設費が 50%増となった場合の効果金額より小さい値となっているが、それでも約 3 兆円の効果が得られている。

ケース 2 についても同様に、割引率をパラメータとして 0～3%に変化させた場合の経済性向上効果および外部経済性向上効果について試算した結果を図 5.2-6 に示す。

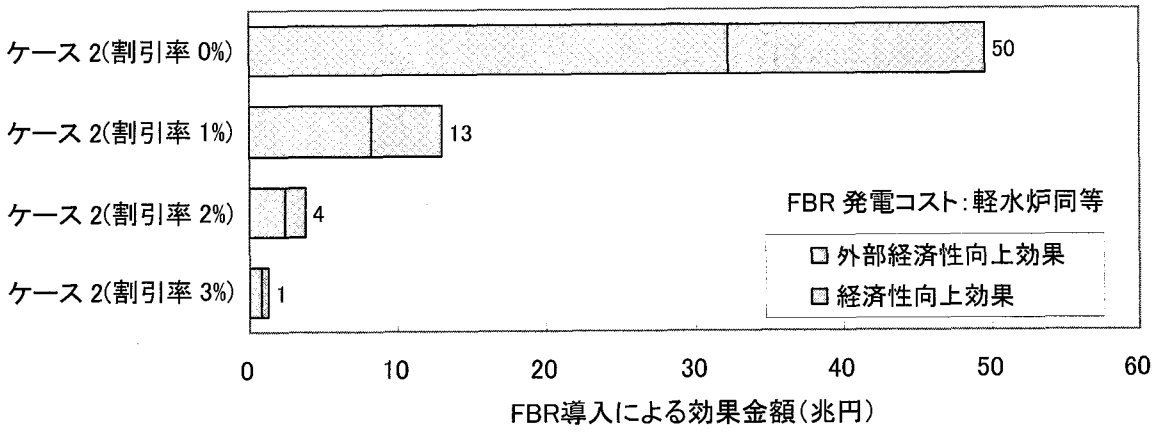


図 5.2-6 日本の評価－割引率をパラメータとした効果の比較(ケース 2)

ケース 2 について割引率をパラメータとして試算した結果に関しても、ケース 1 の試算と同様な傾向となり、割引率によって効果金額が約 1～50 兆円と差が生じている。

特に割引率 3%のケースでは、効果金額が約 1 兆円となり、今後、日本が FBR の研究開発に投資すると予測される費用と同程度の効果となった。

(2) FBR 導入開始年の比較

ケース 1 とケース 2 の割引率 2%の条件において、FBR の導入開始年を西暦 2030 年から導入開始したケースについて試算した。リファレンスの西暦 2050 年導入開始としたケースとの比較を図 5.2-7 に示す。

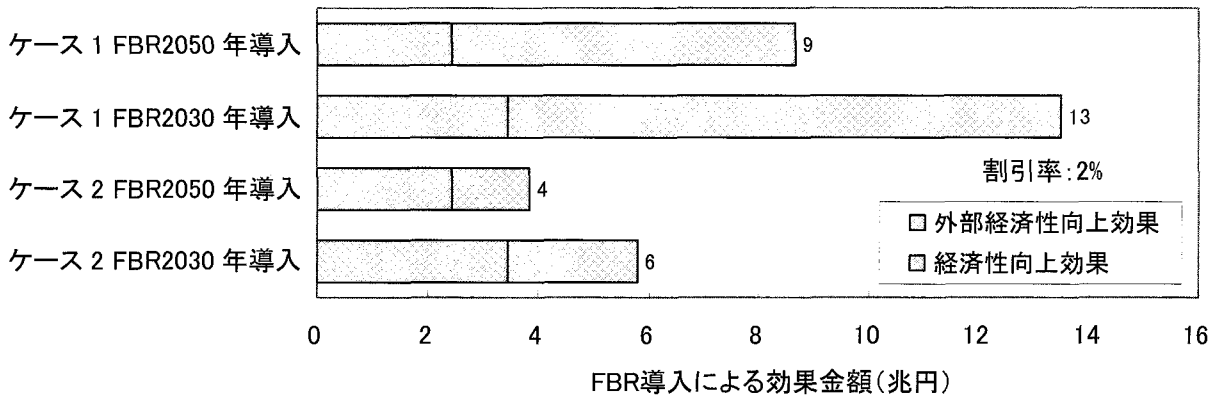


図 5.2-7 日本の評価－FBR 導入時期をパラメータとした効果の比較

ケース 1 の条件において、FBR 導入開始年を西暦 2050 年とした場合と 2030 年とした場合を比較すると、2030 年導入開始の方の効果金額が、約 4 兆円大きくなった。

ケース 2 の条件においても、FBR を 2030 年から導入した場合は、外部経済性向上効果としてカウントされる天然ウランの輸入量の減少や、ウラン燃料価格上昇による発電コスト上昇を回避できる効果によって、2050 年導入開始の場合より約 2 兆円大きくなった。

これらの効果は、FBR の導入開始年が 2050 年に比べて 20 年早まることにより、軽水炉から FBR へリプレースされる時期も早くなり、天然ウランの輸入量の減少や、軽水炉よりも安い FBR の発電コストのメリットが効果として現れているためである。

6. まとめ

FBR サイクル研究開発を将来の実用化に向けて推進していくため、投資に対する便益を評価し、事業計画の妥当性を検討する一つの手段として、FBR サイクル研究開発投資効果の評価を実施した。ここで、将来のエネルギー資源枯渇問題や CO_2 排出などによる地球温暖化対策は地球規模の課題であるがゆえに、エネルギー供給システムは世界規模で検討する必要があるため、FBR サイクルの研究開発投資効果を世界規模で評価した(世界の評価ケース)。また比較のため、将来の日本における原子力発電の規模に対しても同様な評価を実施した(日本の評価ケース)。

将来、世界のエネルギー需給シナリオにおいて原子力エネルギーが一定のシェアをもつことを前提に、そのシェアが徐々に軽水炉発電から FBR 発電に置き換わっていくことを想定した。その場合、軽水炉が FBR にリプレースされたことにより得られる効果に加え、リプレースされない軽水炉発電部分にも天然ウラン燃料価格の上昇を抑制する効果が得られる。このような効果を将来に渡って得られる効果額として試算した。このとき算定する経済的利益は、割引率を用いて現在価値に金銭価値換算して評価した。

投資効果の評価は、一定の精度で定量的評価が可能であると考えられる直接的な効果として、次の２つの効果を考えた。「経済性向上効果」は経済性に直接関わる効果を評価するものとし、発電コストを削減できる効果、ウラン燃料価格の上昇を抑制する効果を想定した。また、「外部経済性向上効果」は間接的な効果を金銭価値換算により評価するものとし、環境への影響を低減する効果、生命リスクを低減する効果を想定した。ここで本評価においては、環境影響（CO_2、SOx、NOx 発生量）と人命リスクについては軽水炉と FBR は同等と仮定したため、世界の評価ケースでは「経済性向上効果」のみに着目した。一方、日本の評価ケースも同様な仮定を置いているが、「経済性向上効果」に加え、ウラン燃料輸入削減効果としての「外部経済性向上効果」も得られることから、２つの効果を評価している。これら２つの効果はエネルギーセキュリティ向上効果と位置づけられるものである。

FBR サイクル研究開発投資効果の「世界の評価ケース」の結果を整理すれば以下の通りとなる。

① 実用化戦略調査研究での設計に基づく FBR の発電コストを想定した場合、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できることと軽水炉より発電コストの低い FBR の導入により、約 110 兆円の効果が期待できる。

② FBR の導入時点を 2050 年として軽水炉と同等の発電コストを想定した場合、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できることにより、約 44 兆円の効果が期待できる。

③ ①の試算において、FBR の建設費を 50%増と想定した場合、2050 年での発電コストは軽水炉を上回るが、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できること等により、約 12 兆円の効果が期待できる。

ここで、全世界の FBR サイクル研究開発費(投資額)は、今後の国際共同開発による費用分担の程度にも依存するが、総額で数兆円と想定した。よって、FBR サイクルを実現することにより、研究投資を上回る経済効果が期待できるという試算結果が得られた。

一方、FBR サイクル研究開発投資効果の「日本の評価ケース」の結果を整理すれば以下の通り

となる。

④ 実用化戦略調査研究での設計に基づく FBR の発電コストを想定した場合、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できることと軽水炉より発電コストの低い FBR の導入により、約９兆円の効果が期待できる。

⑤ FBR の導入時点を 2050 年として軽水炉と同等の発電コストを想定した場合、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できることにより、約４兆円の効果が期待できる。

⑥ ④の試算において、FBR の建設費を 50%増と想定した場合、2050 年での発電コストは軽水炉を上回るが、ウラン燃料価格上昇に伴う発電コスト上昇を回避できること等により、約５兆円の効果が期待できる。

ここで、今後の日本の投資額は約１兆円と想定され、研究開発投資を上回る経済効果が期待できる。

なお、超長期の解析においては、割引率の設定が評価結果に大きく影響する。今回の解析では、最近の日本経済の低成長・低インフレが今後も継続するとして予測した 2%をリファレンスとし、感度解析として超長期の解析を実施する際にはやや大きめの値と考えられる 3%のケースも実施したが、得られた効果額の解釈に対しては、割引率により大きく影響していることに留意すべきであるとともに、割引率の設定には細心の注意が必要である。

本研究で評価した FBR サイクル研究開発投資効果については、解析の前提条件において、原子力発電電力量がすべて FBR に置き替わること、軽水炉と FBR の発電コストや環境負荷影響の条件を同等と想定する等、いつくかの仮定の下で評価された試算結果ではあるが、FBR サイクル研究開発投資の効果があることを具体的に示した。また、世の中での評価例が僅少な世界規模での FBR サイクル研究開発投資効果に関する評価法を与えた。

謝　辞

本研究にあたり，投資効果を算定するための解析方法や評価結果の検討において助言をいただいた次世代原子力システム研究開発部門　研究開発推進室(旧組織名称：核燃料サイクル開発機構 FBR サイクル開発推進部　FBR サイクルシステム統合グループ)の中井室長代理，同じく藤井研究主幹、高熊研究主幹に対し、深く感謝致します。

参考文献

1) 原子力委員会：”新計画策定会議”，(online) available from <http://aec.jst.go.jp/jicst/NC/tyoki/tyoki_saku.htm>
2) 篠田佳彦　他：”総合評価技術検討書－実用化戦略調査研究（フェーズⅠ）成果報告－”，JNC TN9400 2001-061 (2001)
3) 篠田佳彦　他：”FBRサイクル研究開発に関する投資対効果評価手法の開発”，サイクル機構技報 No.16, JNC TN1340 2002-002 (2002)
4) 塩谷洋樹　他:”FBR サイクル研究開発の投資対効果評価(研究報告)”，JNC TN9400 2002-048 p.93-104 (2002)
5) 核燃料サイクル開発機構：”高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究（フェーズⅡ）　中間報告　－総合評価技術検討書－”，JNC TN9400 2004-052 (2004)
6) 芝剛史　他:”FBR 研究開発に関する投資対効果評価システム概念の構築”，三菱総合研究所，JNC TJ9400 99-006 (1999)
7) 芝剛史　他：”FBR 研究開発の投資対効果評価システムの詳細検討”，三菱総合研究所，JNC TJ9440 2000-011 (2000)
8) 芝剛史　他:”投資対効果評価システムの開発，三菱総合研究所”，JNC TJ9400 2001-018(2001)
9) 武井満男：”原子力産業”，同文書院，p.160-161 (1988)
10) IIASA/WEC：”GLOBAL　ENERGY　PERSPECTIVES”，(1998)
11) Generation IV Technology Roadmap：”A Technology Roadmap for the Generation IV Nuclear Energy Systems”，(online) available from <http://gif.inel.gov/roadmap/>
12) 藤野純一：”バイオマス・原子力を中心とした持続可能なエネルギーシステムに関するモデル解析”，東京大学学位(博士)請求論文，(1999)
13) 国土交通省　道路局，都市・地域整備局：”費用便益分析マニュアル”，平成15年8月
14) 青森県，三菱総合研究所：”東北新幹線盛岡・新青森間フル規格建設による地域振興硬化測定調査”，(1997)
15) IPCC：”Special Report on Emission Scenarios：SRES - Version 1.1”，(2001)
16) 森田恒幸：”４つの社会・経済シナリオについて－「温室効果ガス排出量削減シナリオ策定調査報告書」－第２章IPCC排出シナリオ(SRES)に関するサーベイ”，環境省地球環境局，(2001年6月)
17) OECD/IEA：”World Energy Outlook　2004”，(2004)
18) IAEA：”Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030 (July 2004 Edition)”，(2004)
19) (財)電力中央研究所，”2050年までの世界エネルギー需給の長期展望”，研究報告Y03027 (2004年3月)
20) 原子力委員会:”第21回新計画策定会議　資料第1号「エネルギー政策における原子力発電」”，(online) available from <http://aec.jst.go.jp/jicst/NC/tyoki/indexh2.htm>
21) OECD／NEA：”発電コスト予測(上)1998年版”，日本原子力産業会議，(1998)
22) 原子力委員会技術検討小委員会：”基本シナリオの核燃料サイクルコスト比較に関する報告書　平成16年11月”，(online) available from

<http://aec.jst.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryo2004/kettei/sakutei041124.pdf>
23) 原子力委員会：”第９回新計画策定会議　資料第13号「核燃料サイクル諸量の分析について(改訂版)」”，(online) available from
<http://aec.jst.go.jp/jicst/NC/tyoki/indexh2.htm>
24) (財)日本エネルギー経済研究所：”エネルギー経済統計要覧”，p44 (2002)
25) Trade Tech：“Uranium・Info「U_3O_8 Monthly Spot」”，(2004)，(online) available from
<http://www.uranium.info/prices/monthly.html >
26) OECD/NEA IAEA：”Uranium 2003”，(2004)
27) 総合資源エネルギー調査会 需給部会：”2030年のエネルギー需給展望（中間取りまとめ原案）”，(2004.6)